

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение**  
**высшего образования**  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ**  
**ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
 Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»  
 Отделение автоматизации и робототехники

**БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Проектирование автоматизированной системы управления дожимной насосной станции</b>

УДК 004.31:665.6.0483(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Банин Евгений Сергеевич		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ВКР	Журавлев Денис Владимирович			
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	доцент, к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ШИП	Шаповалова Наталья Владимировна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергеевич			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОАР	Леонов Сергей Владимирович	доцент, к.т.н.		

Томск – 2018 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
 Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»  
 Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Воронин А.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
гр. 3-8ТЗ1	Банин Евгений Сергеевич

Тема работы:

Проектирование автоматизированной системы управления дожимной насосной станции
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы	05.06.2018
---	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Дожимная насосная станция предназначена для сбора, сепарации, предварительного обезвоживания, учета и дальнейшей транспортировки нефти и попутного газа на центральные пункты сбора. Сырьем для ДНС является продукция скважин нефтяных месторождений в виде газожидкостной смеси.</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 Описание технологического процесса</li> <li>2 Выбор архитектуры АС</li> <li>3 Разработка структурной схемы АС</li> <li>4 Функциональная схема автоматизации</li> <li>5 Разработка схемы информационных потоков</li> </ol>

области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	АС 6 Выбор средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводов 8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 9 Разработка экранных форм АС
<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов ТП 3 Схема соединения внешних проводов, выполненная в Visio 4 Функциональная схема автоматизации (ГОСТ 21.408–13 и ANSI/ISA–S 5.1–13) 5 Структурная схема САР локального технологического объекта. Результаты моделирования (исследования) САР в MatLab 6 Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма 7 Дерево экранных форм 8 SCADA–формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта 9 Обобщенная структура управления АС 10 Схема информационных потоков 11 Трехуровневая структура АС

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель ШИП Шаповалова Наталья Владимировна
Социальная ответственность	Ассистент ИШХБМТ Невский Егор Сергеевич

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	26.02.2018 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР	Семенов Николай Михайлович			

**Задание принял к исполнению студент;**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Банин Евгений Сергеевич		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»  
Уровень образования – бакалавр  
Отделение автоматизации и робототехники  
Период выполнения – осенний/весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа
---------------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2018 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.05.2018	Основная часть	60
04.06.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
04.06.2018	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР	Семенов Николай Михайлович			

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Воронин Александр Васильевич	К.Т.Н		

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т31	Банин Евгений Сергеевич

Инженерная школа	ИШИТР	Отделение	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка количества ремонтов оборудования	Рассчитать общее количество ремонтов определенного вида в году, рассчитать определение месяца каждого вида ремонта, рассчитать промежуток времени через которое будут производиться ремонты, рассчитать время годового простоя оборудования в ремонте
2. Оценка фонда рабочего времени во время ремонта оборудования	Рассчитать эффективный фонд рабочего времени, рассчитать трудоемкость ремонтных работ
3. Оценка расходов основных фондов и амортизационных отчислений	Рассчитать стоимость основных фондов и амортизационных отчислений
4. Оценка расходов на оплату труда рабочим	Рассчитать годовой фонд заработной платы, численности рабочих, установление графика сменности работы, расчет баланса эффективного рабочего времени одного рабочего
5. Оценка страховых взносов	Расчет страховых взносов во внебюджетные фонды
6. Оценка накладных расходов	Расчет расходов по эксплуатации оборудования, расчёт цеховых расходов, смета затрат на проведение ремонтов технологической схемы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ШИП.	Шаповалова Наталья Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Банин Евгений Сергеевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-8ТЗ1	Банин Евгений Сергеевич

<b>Инженерная школа</b>	<b>ИШИТР</b>	<b>Отделение</b>	<b>Автоматизации и робототехники</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Автоматизация технологических процессов и производств

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения);</i></li> <li>– <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы);</i></li> <li>– <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу);</i></li> <li>– <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i></li> </ul>	<p><i>Рабочим местом является помещение диспетчерской. В диспетчерской рабочей зоной является место за персональным компьютером. Технологический процесс представляет собой автоматическое управление и контроль основных параметров ДНС. Здание, в котором находится диспетчерская, расположено на территории ДНС.</i></p> <p><i>Вредными факторами производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: недостаточная освещённость рабочей зоны, отсутствие или недостаток естественного света, повышенный уровень шума, повышенная или пониженная влажность воздуха.</i></p> <p><i>Опасными проявлениями факторов производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: электрический ток.</i></p> <p><i>Чрезвычайной ситуацией, которая может возникнуть на рабочем месте, является возникновение пожара.</i></p>
<p>2. <i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>1. СанПиН 2.2.4.548 – 96. 2. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03 3. СП 52.13330.2011, 4. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03 5. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ 6. СНиП 2.11.03-93 7. ППБ 01-93 8. Федеральный закон. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. №123-ФЗ, 2013.</p>
<p><b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b></p>	

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты: (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>1. Повышенная или пониженная влажность воздуха;</p> <p>2. Недостаточная освещённость рабочей зоны.</p> <p>3. Повышенный уровень шумов на рабочем месте.</p> <p>4. Электромагнитное излучение</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Электрический ток (Источником является ПК, пульт управления)</p> <p>Пожар (на ДНС подготавливается нефть, которая является легковоспламеняющейся жидкостью)</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Воздействие на литосферу, гидросферу не происходит. Воздействие на атмосферу происходит в результате выбросов углеводородов, связанных с технологическим процессом</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Возможные ЧС на объекте: разлив нефти, утечка газа, пожар, взрыв. Наиболее типичной ЧС является пожар(возгорание)</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Рабочее место при выполнении работ в положении сидя должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
-----------	-----	------------------------	---------	------

Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергеевич			
---------------------	---------------------------	--	--	--

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-8ТЗ1	Банин Евгений Сергеевич		



## Реферат

Пояснительная записка содержит 96 страниц машинописного текста, 35 таблиц, 25 рисунок, 1 список использованных источников из 16 наименований, 1 альбом графической документации.

Объектом исследования является ДНС.

Цель работы – разработка автоматизированной системы управления ДНС с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В данном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-300, с применением SCADA-системы Genesis32.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений, сократить число аварий.

Ниже представлен перечень ключевых слов:

Резервуарный парк, подпорная насосная станция, клапан с электроприводом, автоматизированная система управления, ПИД-регулятор, локальный программируемый логический контроллер, протокол, SCADA-система.

## Содержание

Цвета, используемые при проектировании экранных форм.....	17
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП.....	21
1.2 Назначение и состав ДНС .....	22
1.3 Требования к автоматике ДНС .....	22
1.4 Требования к техническому обеспечению .....	24
1.5 Требования к метрологическому обеспечению .....	25
1.6 Требования к программному обеспечению .....	26
1.7 Требования к математическому обеспечению .....	27
1.8 Требования к информационному обеспечению .....	27
2.1 Описание технологического процесса .....	28
2.2. Выбор архитектуры и профиля АС .....	30
2.3. Разработка структурной схемы АС .....	33
2.4 Функциональная схема автоматизации .....	35
2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013 .....	36
2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA .....	37
2.5 Разработка схемы информационных потоков ДНС .....	38
2.6 Выбор средств реализации ДНС.....	42
2.6.1 Выбор контроллерного оборудования ДНС.....	43
2.6.2 Выбор датчиков .....	49
2.7 Нормирование погрешности канала измерения.....	55
2.8 Выбор исполнительных механизмов .....	57
2.9 Схема соединения внешних проводов .....	61
2.10 Выбор алгоритмов управления АСУ ТП .....	62
2.10.1 Алгоритм сбора данных измерений .....	62
2.11 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром .....	62
2.12 Разработка программного обеспечения для ПЛК.....	67
2.13 Разработка экранных форм .....	67

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	73
3.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	73
3.1.2 Анализ конкурентных технических решений .....	74
3.1.3 Технология QuaD .....	75
3.1.4 SWOT – анализ .....	76
3.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	78
3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	78
3.2.2 Разработка графика проведения научного исследования .....	79
3.3 Бюджет научно-технического исследования .....	81
3.3.1 Расчет материальных затрат .....	81
3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование .....	82
3.3.3 Основная заработная плата исполнителей .....	82
3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей .....	82
3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) .....	83
3.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта ...	83
4. Социальная ответственность .....	84
4.1 Профессиональная социальная безопасность .....	85
4.1.1 Анализ вредных и опасных факторов .....	85
4.1.2 Анализ вредных факторов.....	85
4.1.2.1 Отклонения показателей микроклимата.....	85
4.1.2.2 Недостаточная освещённость рабочей зоны .....	88
4.1.2.3 Повышенный уровень шума .....	90
4.1.2.4 Электромагнитное излучение .....	91
Заключение .....	94
Список используемых источников.....	95
Приложение.....	
Опросные листы для уровнемеров Rosemount.....	
Опросный лист для датчиков давления 3051S, 3051, 2051, 2088.....	
Опросный лист для датчиков температуры.....	
Опросный лист для расходомера Rosemount 8700.....	

## Глоссарий

Термин	Определение
АС	Автоматизированная система это - комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса. Термин автоматизированная, в отличие от термина автоматическая подчеркивает сохранение за человеком-оператором некоторых функций, либо наиболее общего, целеполагающего характера, либо не поддающихся автоматизации
Интерфейс (RS-232C, RS-422, RS-485, CAN)	Интерфейс – это совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой
Мнемосхема	Мнемосхема – это представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ
Мнемознак (мнемосимвол)	Мнемознак – это представление объекта управления или технологического параметра (или их совокупности) на экране АРМ.
Интерфейс оператора	Интерфейс оператора – это совокупность аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой
Профиль АС	Понятие «профиль» определяется как подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий и общепринятых в международной практике фирменных решений (Windows, Unix, Mac OS), необходимых для реализации требуемых наборов функций АС. Для определения места и роли каждого базового стандарта в профиле требуется концептуальная модель. Такая модель, называемая OSE/RM (Open System Environment/Reference Model), предложена в ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10000-3–99
Протокол (CAN, OSI, ProfiBus, Modbus, HART, Profibus DP, Modbus RTU, Modbus +, CAN, DeviceNet)	Протокол – это набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами
Кавитация	Кавитация – это образование в жидкости полостей (кавитационных пузырьков, или каверн), заполненных газом, паром или их смесью.
Техническое задание на АС (ТЗ)	Утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы
Технологический процесс (ТП)	Технологический процесс – последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ. Технологический процесс состоит из рабочих операций, которые в свою очередь складываются из рабочих движений (приемов)

СУБД	Система управления базами данных это – совокупность программных и языковых средств, предназначенных для управления данными в базе данных, ведения базы данных, обеспечения многопользовательского доступа к данным
Архитектура АС	Архитектура автоматизированной системы – это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых компонуется АС
SCADA (англ. Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных)	Под термином SCADA понимают инструментальную программу для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных
ФЮРА. 425280	ФЮРА это – код организации разработчика проекта (ТПУ); 425280 это – код классификационной характеристики проектной продукции по ГОСТ 3.1201-85 (в соответствии с шестизначный классификационной характеристикой ОКП этот код означает проектирование распределенного автоматизированного управления технологическим объектом)
OPC-сервер	OPC-сервер – это программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта OPC
Стандарт	Стандарт – образец, эталон, модель, принимаемые за исходные для сопоставления с ними др. подобных объектов. Стандарт в Российской Федерации – документ, устанавливающий комплекс норм, правил, требований к объекту стандартизации, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг
Объект управления	Объект управления – обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления
Программируемый логический контроллер (ПЛК)	Программируемый логический контроллер или программируемый контроллер – специализированное компьютеризированное устройство, используемое для автоматизации технологических процессов. В отличие от компьютеров общего назначения, ПЛК имеют развитые устройства ввода-вывода сигналов датчиков и исполнительных механизмов, приспособлены для длительной работы без серьезного обслуживания, а также для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. ПЛК являются устройствами реального времени.

Диспетчерский пункт (ДП)	Диспетчерский пункт – центр системы диспетчерского управления, где сосредотачивается информация о состоянии производства
Автоматизированное рабочее место (АРМ)	Автоматизированное рабочее место – программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. При разработке АРМ для управления технологическим оборудованием как правило используют SCADA-системы
Распределенная система управления (РСУ)	Распределенная система управления – система управления технологическим процессом, характеризующаяся построением распределённой системы ввода вывода и децентрализацией обработки данных
ТЕГ	ТЕГ – метка как ключевое слово, в более узком применении идентификатор для категоризации, описания, поиска данных и задания внутренней структуры
Корпоративная информационная система (КИС)	Корпоративная информационная система – это масштабируемая система, предназначенная для комплексной автоматизации всех видов хозяйственной деятельности больших и средних предприятий, в том числе корпораций, состоящих из группы компаний, требующих единого управления.
Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП)	Автоматизированная система управления технологическим процессом – комплекс программных и технических средств, предназначенный для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях. Под АСУ ТП обычно понимается комплексное решение, обеспечивающее автоматизацию основных технологических операций на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно завершённый продукт
Пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор	Пропорционально-интегрально-дифференциальный регулятор – устройство, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра. ПИД-регулятор измеряет отклонение стабилизируемой величины от заданного значения (уставки) и выдаёт управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения.
Modbus	Modbus – это коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент-сервер»







## Обозначения и сокращения

Аббревиатура	Краткая характеристика
OSI (Open Systems Interconnection)	Эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем
PLC (Programmable Logic Controllers)	Программируемые логические контроллеры (ПЛК).
HMI (Human Machine Interface)	Человеко-машинный интерфейс
OSE/RM (Open System Environment Reference Model)	Базовая модель среды открытых систем
API (Application Program Interface)	Интерфейс прикладных программ
EI (External Environment Interface)	Интерфейс внешнего окружения
OPC (Object Protocol Control)	OLE для управления процессами
OLE (Object Linking and Embedding)	Протокол, определяющий взаимоотношение объектов различных прикладных программ при их компоновке в единый объект/документ
SNMP (Simple Network Management Protocol)	Протокол управления сетями связи на основе архитектуры TCP/IP
ODBC (Open DataBase Connectivity)	Программный интерфейс доступа к базам данных (открытая связь с базами данных)
ANSI/ISA (American National Standards Institute/Instrument Society of America)	Американский национальный институт стандартов/Американское общество приборостроителей
DIN (Deutsches Institut für Normung)	Немецкий институт по стандартизации
IP (International Protection)	Степень защиты
LAD (Ladder Diagram)	Язык релейной (лестничной) логики
ППЗУ	Программируемое постоянное запоминающее устройство
KMP	Клапан малогабаритный регулирующий
АЦП	Аналого-цифровой преобразователь
ЦАП	Цифро-аналоговый преобразователь
МККТТ	Международный консультативный комитет по телефонии и телеграфии
ДНС	Дожимная насосная станция
РП	Резервуарный парк
ПНС	Подпорная насосная станция

УУН	Узел учета нефти
МНС	Магистральная насосная станция
МНА	Магистральный насосный агрегат
РВС	Резервуар вертикальный стальной
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
ВНИИМС	Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы
САР	Система автоматического регулирования
ПАЗ	Противоаварийная автоматическая защита
ПО	Программное обеспечение
УСО	Устройство сопряжения (связи) с объектом, устройство ввода/вывода



## Цвета, используемые при проектировании экранных форм

Цвет	Название	RGB
	Желтый	Параметр достоверен и достиг допустимого значения, задвижка закрыта
	Зеленый	Задвижка открыта
	Красный	Параметр достоверен и достиг предельного значения, авария по управлению
	Серый	Управление отключено
	Черный	Состояние параметра в норме
	Темно-серый	Параметр недостоверен

## Введение

Автоматизация – одно из направлений научно-технического прогресса, применение саморегулирующих технических средств, экономико-математических методов и систем управления, освобождающих человека от участия в процессах получения, преобразования, передачи и использования энергии, материалов или информации, существенно уменьшающих степень этого участия или трудоёмкость выполняемых операций. Требуется дополнительное применение датчиков (сенсоров), устройств ввода, управляющих устройств (контроллеров), исполнительных устройств, устройств вывода, использующих электронную технику и методы вычислений, иногда копирующие нервные и мыслительные функции человека.

Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. Первоначально осуществлялась лишь частичная автоматизация отдельных операций. В дальнейшем сфера применения автоматизации расширилась как на основные, так и на вспомогательные операции. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры.

В последнее время функции систем автоматизации непрерывно расширяются. Все чаще в их задачу входит автоматическая перенастройка оборудования при изменении условий работы с целью получения наиболее эффективных, оптимальных режимов работы установок. Увеличивается количество установок, отдельных линий, цехов и даже предприятий, работающих без участия обслуживающего персонала.

В настоящее время различают четыре основные особенности автоматизации, которые обуславливают задачи и цели ее осуществления.

Первой особенностью автоматизации является возможность повышения производительности труда. Наряду с этим все чаще ставится вопрос о повышении качества и надежности производимой продукции.

Вторая особенность автоматизации обусловлена возможностью управления установкой или производственным процессом в опасных, труднодоступных или вообще недоступных для человека сферах (забой горных предприятий, химические реакторы, ядерные двигатели, атомные электростанции, космические приборы и аппараты и др.).

Третья особенность состоит в возможности замены человека машиной при решении задач, требующих трудоемких и длительных вычислений, а также сопоставления полученных результатов и оперативного логического реагирования.

К четвертой особенности относится повышение культурного и профессионального уровня обслуживающего персонала, в результате чего изменяется характер самого труда. Это имеет большое социальное значение и способствует стиранию граней между умственным и физическим трудом.

Различают следующие основные этапы автоматизации:

1. Частичная автоматизация, когда автоматизируются отдельные, не связанные друг с другом, механизмы или установки.
2. Комплексная автоматизация, при которой все операции технологического процесса согласованы друг с другом и выполняются автоматически по определенной заданной программе.
3. Полная автоматизация, когда автоматизируются как основные, так и вспомогательные операции. При этом предусматривается автоматический выбор оптимальных режимов работы машин и оборудования. На данном этапе широко применяется вычислительная техника, используются принципы кибернетики и оптимального управления.

Современный период технического развития характеризуется созданием и внедрением в промышленность автоматизированных систем управления (АСУ), промышленных роботов, а также гибких производственных систем.

Которые включают в себя производственные центры, роботы и манипуляторы, ЭВМ в единую систему, обеспечивающую резкое повышение технико-экономических показателей за счет возможности автоматической перенастройки оборудования в процессе работы для решения изменяющихся производственных задач, роста производительности труда и качества продукции.

Целями выпускной квалификационной работы является систематизация и углубление теоретических и практических знаний в области проектирования автоматизированных систем объектов нефтегазовой отрасли, развитие навыков их практического применения, теоретических знаний при решении инженерных задач автоматизированного управления технологическим процессом в нефтегазовой отрасли.

## **1 Техническое задание**

### **1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП**

Главной целью создания АСУ ТП является разработка автоматизированной системы управления ДНС с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В ходе создания АСУ ТП необходимо обеспечить следующее:

- обеспечение транспортирования с заданной производительностью при минимальных эксплуатационных затратах;
- повышение надежности работы нефтепроводного транспорта и предотвращение аварийных ситуаций;
- сокращение потерь при транспортировании и хранении;
- обеспечение качества поставляемой нефти;
- осуществление оперативного учета материальных и энергетических ресурсов и затрат;
- сокращение (до минимума) времени и объема обслуживания и ремонта нефтепровода.

АСУ ТП реализуют следующие задачи:

- централизованный контроль и управление технологическими процессами перекачки нефти из местного диспетчерского пункта (МДП);
- централизованный контроль и управление из МДП технологическими процессами вспомогательных систем;
- обеспечение надежной работы оборудования технологических сооружений и предотвращения аварийных ситуаций;
- повышение эффективности технологических процессов на ДНС;
- передача текущей информации в центральный диспетчерский пункт (ЦДП).

## **1.2 Назначение и состав ДНС**

Дожимная насосная станция предназначена для сбора, сепарации, предварительного обезвоживания, учета и дальнейшей транспортировки нефти и попутного газа на центральные пункты сбора. Сырьем для ДНС является продукция скважин нефтяных месторождений в виде газожидкостной смеси.

В состав ДНС входят:

- Установка предварительного отбора газа.
- Первая ступень сепарации нефти и газа.
- Установка предварительного сброса воды.
- Газовый сепаратор второй ступени
- Узлы учета газа.
- Оперативный узел учета нефти.
- Резервуарный парк водоочистных сооружений.
- Насосная станция откачки очищенной пластовой воды.
- Насосная станция откачки уловленной нефти.
- Система канализации.
- Реагентное хозяйство.
- Тепловые сети.
- Воздушная компрессорная станция.
- Узел подготовки топливного газа.

## **1.3 Требования к автоматике ДНС**

Система автоматики ДНС должна обеспечивать следующее:

- измерение:
  - 1) уровня нефти в буферной емкости;
  - 2) уровень жидкости в водоочистном сооружении;
  - 3) уровень жидкости в сепараторах первой ступени;
  - 4) уровень жидкости в отстойниках;
  - 5) температуры нефти в резервуаре;

- 6) температуру газа на выходе ДНС;
  - 7) расход нефти на входе в ДНС;
  - 8) расход газа на выходе в ДНС;
  - 9) расход жидкости на входах сепараторов первой ступени;
  - 10) расход газа на входе компрессорной станции;
  - 11) расход воды на входе очистителя;
  - 12) давление газа на выходе УПОГ;
  - 13) давление газа в газосепараторе;
  - 14) давление нефти на входе насосов;
  - 15) давление газа на входе компрессорной станции;
  - 16) разность давлений между газом с компрессора и УПОГ;
- контроль дискретных параметров:
- 1) низкого уровня нефти в буферной емкости;
  - 2) верхнего уровня нефти в буферной емкости;
  - 3) низкого и высокого значения температуры нефти в БЕ;
  - 4) высокого уровня жидкости в НГС;
  - 5) высокого уровня давления в ГС;
  - 6) высокого уровня воды в очистителе;
  - 7) состояния задвижек на входе БЕ.
- управление:
- 1) вентилем на входе ДНС;
  - 2) клапанами с электроприводом на входах НГС;
  - 3) вентилем на входе ГС;
  - 4) задвижками на входах отстойников;
  - 5) задвижкой на входе компрессорной станции;
  - 6) разницей давлений газа на выходе КС и УПОГ;
  - 7) задвижкой на входе водоочистного сооружения;
- индикацию:
- 1) измеряемых параметров на щите РСУ;

- 2) измеряемых и расчётных параметров на дисплее АРМ оператора по запросу оператора;
  - 3) аварийных ситуаций на мнемосхеме с выдачей звукового сигнала аварии и пожара на ДНС;
- сигнализацию:
- 1) предупредительную верхнего и нижнего уровня нефти в резервуаре;
  - 2) аварийную верхнего уровня нефти в резервуаре;
  - 3) предупредительную и аварийную верхнего уровня воды в очистителе;
  - 4) предупредительную и аварийную верхнего уровня жидкости в НГС;
  - 5) предупредительную и аварийную верхнего уровня давления в ГС.
  - 6) Предупредительную и аварийную сигнализацию верхнего и нижнего значения температуры нефти в БЕ.

В диспетчерскую должна обеспечиваться выдача всей информации о работе ДНС.

#### **1.4 Требования к техническому обеспечению**

Оборудование, устанавливаемое на открытых площадках, в зависимости от зоны расположения объекта должно быть устойчивым к воздействию температур от  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$  и влажности не менее 80 % при температуре  $35^{\circ}\text{C}$ .

Программно-технический комплекс АС должен допускать возможность наращивания, модернизации и развития системы, а также иметь резерв по каналам ввода/вывода не менее 20 %.

Датчики, используемые в системе, должны отвечать требованиям взрывобезопасности. При выборе датчиков следует использовать аппаратуру с искробезопасными цепями. Чувствительные элементы датчиков, соприкасающиеся с сероводородсодержащей или другой агрессивной средой, должны быть выполнены из коррозионностойких материалов либо для их защиты необходимо использовать разделители сред.



Степень защиты технических средств от пыли и влаги должна быть не менее IP56.

Показатели надежности датчиков общепромышленного назначения рекомендуется выбирать, ориентируясь на показатели мирового уровня и лучшие образцы отечественных изделий, а именно:

- 1) время наработки на отказ не менее 100 тыс. час;
- 2) срок службы не менее 10 лет.

Контроллеры должны иметь модульную архитектуру, позволяющую свободную компоновку каналов ввода/вывода. При необходимости ввода сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается использовать как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры искробезопасности, размещаемые в отдельном конструктиве.

Контроль уровня в емкостях с нефтью должен производиться не менее, чем тремя независимыми датчиками с сигнализацией верхнего предельного уровня не менее, чем от двух измерителей.

### **1.5 Требования к метрологическому обеспечению**

Для узла измерения давления нефти в трубопроводе использовать расходомеры основанные на измерении перепада давления. Основная относительная погрешность измерения расходомера должна составлять не более 1%.

Основная относительная погрешность датчиков температуры, вибрации, сигнализаторов должна составлять не более 0,2%.

Для узла измерения уровня нефти в резервуаре использовать радарный уровнемер. Основная погрешность измерения уровня должна составлять не более 0,125%.

## **1.6 Требования к программному обеспечению**

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

- системное ПО (операционные системы);
- инструментальное ПО;
- общее (базовое) прикладное ПО;
- специальное прикладное ПО.

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

- создание и ведение базы данных конфигурации (БДК) по входным/выходным сигналам;
- конфигурирование алгоритмов управления, регулирования и защиты с использованием стандартных функциональных блоков;
- создание мнемосхем (видеокадров) для визуализации состояния технологических объектов;
- конфигурирование отчетных документов (рапортов, протоколов).

Средства создания специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования и соответствующие средства разработки (компиляторы, отладчики). Технологические языки программирования должны соответствовать стандарту IEC 61131-3.

Базовое прикладное ПО должно обеспечивать выполнение стандартных функций соответствующего уровня АС (опрос, измерение, фильтрация, визуализация, сигнализация, регистрация и др.).

Специальное прикладное ПО должно обеспечивать выполнение нестандартных функций соответствующего уровня АС (специальные алгоритмы управления, расчеты и др.).

### **1.7 Требования к математическому обеспечению**

Математическое обеспечение АС должно представлять собой совокупность математических методов, моделей и алгоритмов обработки информации, используемых при создании и эксплуатации АС и позволять реализовывать различные компоненты АС средствами единого математического аппарата.

### **1.8 Требования к информационному обеспечению**

По результатам проектирования должны быть представлены:

- состав, структура и способы организации данных в АС;
- порядок информационного обмена между компонентами и составными частями АС;
- структура процесса сбора, обработки, передачи информации в АС;
- информация по визуальному представлению данных и результатам мониторинга.

В состав информационного обеспечения должны входить:

- унифицированная система электронных документов, выраженная в виде набора форм статистической отчетности;
- распределенная структурированная база данных, хранящая систему объектов;
- средства ведения и управления базами данных.

## 2 Основная часть

### 2.1 Описание технологического процесса

Дожимная насосная станция ДНС предназначена для приема газожидкостной смеси с кустов добывающих скважин, отделения и утилизации попутного газа и дальнейшего транспорта дегазированной сырой нефти. Нефтегазосодержащая жидкость со скважин, по системе нефтесборных коллекторов, поступает на установку предварительного отбора газа (УПОГ), где происходит отбор до 25-30 % свободного газа. С УПОГ, а также по байпасному трубопроводу, жидкость поступает в три нефтегазосепаратора. Уровень жидкости в нефтегазосепараторах поддерживается в пределах 40 – 50 %.

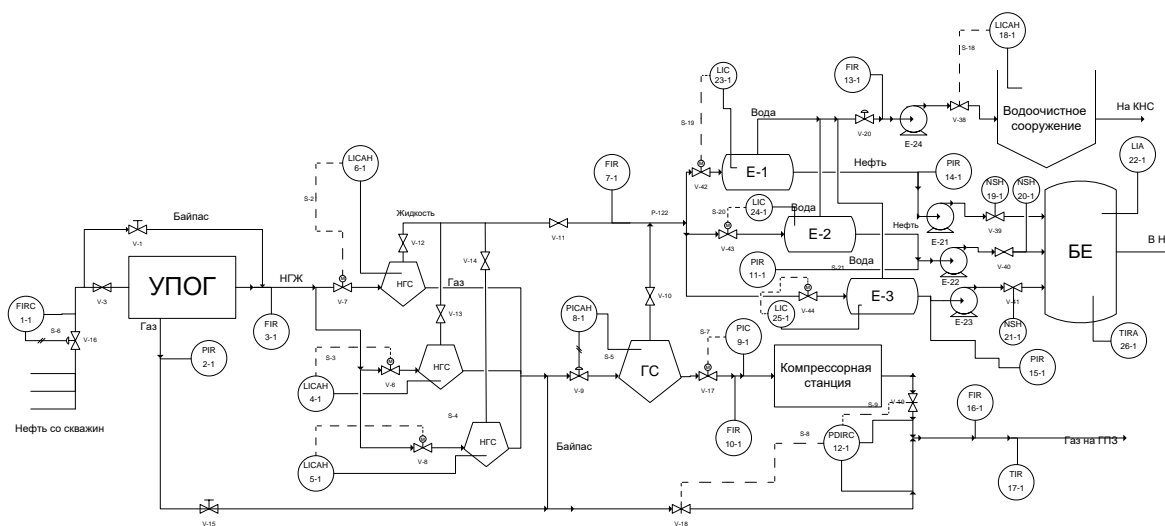


Рис.1 Технологическая схема ДНС.

Отделившийся газ из нефтегазосепараторов по трубопроводу поступает в газосепаратор для очистки от капельной жидкости. Отсепарированный газ из газосепаратора по трубопроводу через узел регулирования подается на прием компрессорной станции. Остаток газа, после забора на КС, через узел замера и регулирования сбрасывается на ГПЗ. Для плановой или аварийной остановки газосепаратора, существует байпасный трубопровод, по которому газ из нефтегазосепараторов и УПОГ подается на узел замера и

регулирования, минуя газосепаратор. Отделившаяся капельная жидкость из газосепаратора по трубопроводу сбрасывается через узел регулирования уровня в газосепараторе в трубопровод подачи жидкости с 1-ой ступени сепарации нефти и газа на установку предварительного сброса воды.

Водонефтяная эмульсия из нефтегазосепараторов поступает на установку предварительного сброса воды (УПСВ) в три отстойника для отделения нефти от пластовой воды.

Пластовая вода из отстойников по трубопроводам поступает на водоочистное сооружение для очистки от нефтепродуктов и взвешенных частиц.

Частично подготовленная нефть из отстойников по трубопроводу поступает в буферную емкость.

При помощи необходимых переключений на установке предварительного сброса воды, отстойник может работать в технологическом режиме по следующей схеме: водонефтяная эмульсия из нефтегазосепараторов по двум трубопроводам поступает в два отстойника для отделения нефти от пластовой воды. Нефть обводненностью до 20 % из предварительных отстойников по трубопроводу поступает в технологический отстойник. Пластовая вода из двух предварительных и технологического отстойников через узел регулирования межфазного уровня в отстойниках по двум трубопроводам поступает на водоочистные сооружения. Из технологического отстойника частично подготовленная нефть с обводненностью до 5 % по трубопроводу поступает в буферную емкость.

Частично подготовленная нефть из буферной емкости по трубопроводу поступает на прием насосов внешней перекачки и откачивается через оперативный узел учета по трубопроводу в напорный нефтепровод. Давление в начальной точке трубопровода после регулирующих клапанов узла учета нефти поддерживается в пределах 3-7 кгс/см<sup>2</sup>.

Пластовая вода с водоочистных сооружений после очистки по трубопроводу поступает на прием насосов пластовой воды. С выкида насосов пластовая вода с остаточным содержанием нефтепродуктов по двум трубопроводам под давлением 4-7 кгс/см<sup>2</sup> через узел учета пластовой воды подается на кустовую насосную станцию.

При отключении электроэнергии нефть с буферной емкости под давлением 1,5-3,0 кгс/см<sup>2</sup> по трубопроводу через узел регулирования уровня в буферной емкости подается на концевую сепарационную установку (КСУ) для полной дегазации. Газ с концевой сепарационной установки сбрасывается по трубопроводу на факел для сжигания.

Разгазированная нефть с концевых сепараторов по трубопроводу поступает на хранение. Запас свободной емкости 10.000 м<sup>3</sup> для заполнения нефтью составляет двое суток.

При восстановлении подачи электроэнергии частично подготовленная нефть из РВС-10.000 м<sup>3</sup> откачивается насосами внешней перекачки через оперативный узел учета на ЦТП.

При аварийных или плановых остановках аппаратов жидкость из них сбрасывается по трубопроводу в аварийную емкость. С аварийной емкости жидкость откачивается погружными насосами в трубопроводы сброса пластовой воды с УПСВ на водоочистные сооружения.

## **2.2. Выбор архитектуры и профиля АС**

В основе разработки архитектуры пользовательского интерфейса проекта АС лежит понятие ее профиля. Под профилем понимается набор стандартов, ориентированных на выполнение конкретной задачи. Основными целями применения профилей являются:

- снижение трудоемкости проектов АС;
- повышение качества оборудования АС;
- обеспечение возможности функциональной интеграции задач информационных систем.

Профили АС включают в себя следующие группы:

- профиль прикладного программного обеспечения;
- профиль среды АС;
- профиль защиты информации АС;
- профиль инструментальных средств АС.

В качестве профиля прикладного программного обеспечения будет использоваться открытая и готовая к использованию SCADA-система Genesis32. Профиль среды АС будет базироваться на операционной системе Windows XP. Профиль защиты информации будет включать в себя стандартные средства защиты Windows. Профиль инструментальных средств будет основываться на среде Step7.

Концептуальная эталонная OSE/RM-модель системы ДНС представлена на рис. 2.

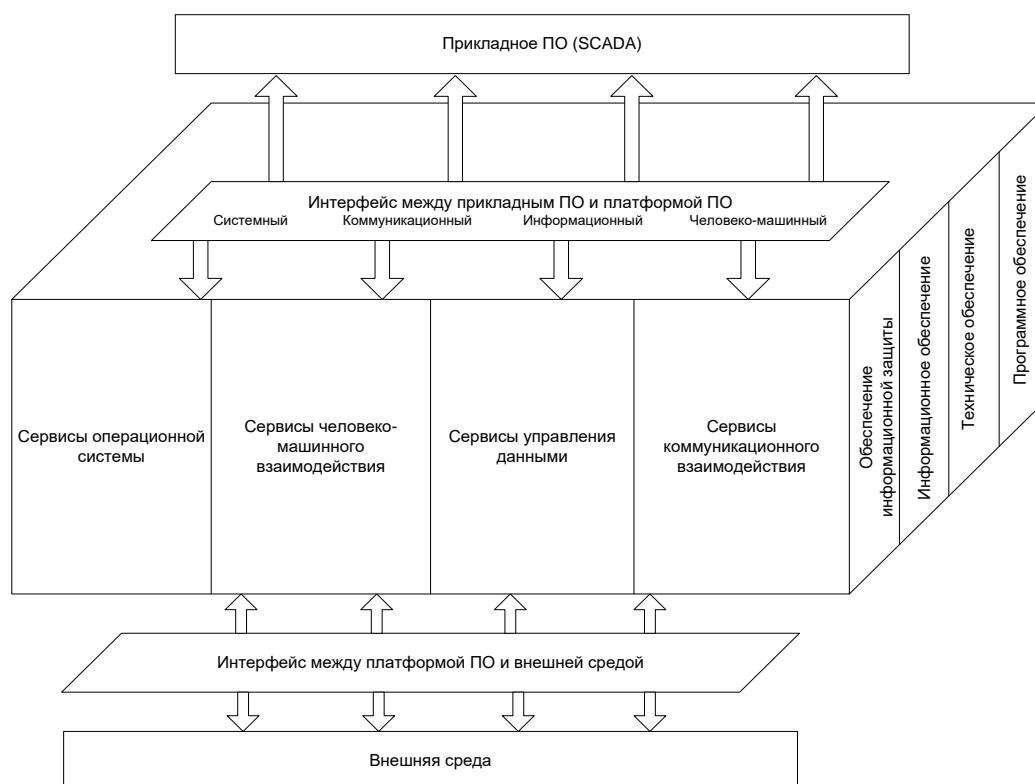


Рис. 2. Концептуальная OSE/RM модель ПО АС ДНС

Как видно из рис. 2, концептуальная модель архитектуры OSE/RM предусматривает разбиение ПО на три уровня:

- внешняя среда;
- платформа сервисов;
- прикладное ПО.

Уровни связываются (взаимодействуют) между собой через интерфейсы.

Внешней средой АС является полевой уровень АС.

Платформа сервисов предоставляет сервисы классов API и EEI через соответствующие интерфейсы.

Верхний уровень (прикладное ПО) включает в себя SCADA-системы, СУБД и HMI.

Наиболее актуальными прикладными программными системами АС являются открытые распределенные АС с архитектурой клиент-сервер. Для решения задач взаимодействия клиента с сервером используются стандарты OPC. Каждый стандарт описывает набор функций определенного назначения. Текущие стандарты:

- OPC DA (Data Access), описывающий набор функций обмена данными в реальном времени с ПЛК и другими устройствами;
- OPC AE (Alarms & Events), предоставляющий функции уведомления по требованию о различных событиях;
- OPC DX (Data eXchange), предоставляющий функции организации обмена данными между OPC-серверами через сеть Ethernet;
- OPC Security;
- OPC XML-DA, предоставляющий гибкий, управляемый правилами формат обмена данными через Intranet-среду.

На рисунке 3 приведена структура OPC-взаимодействий SCADA ДНС.



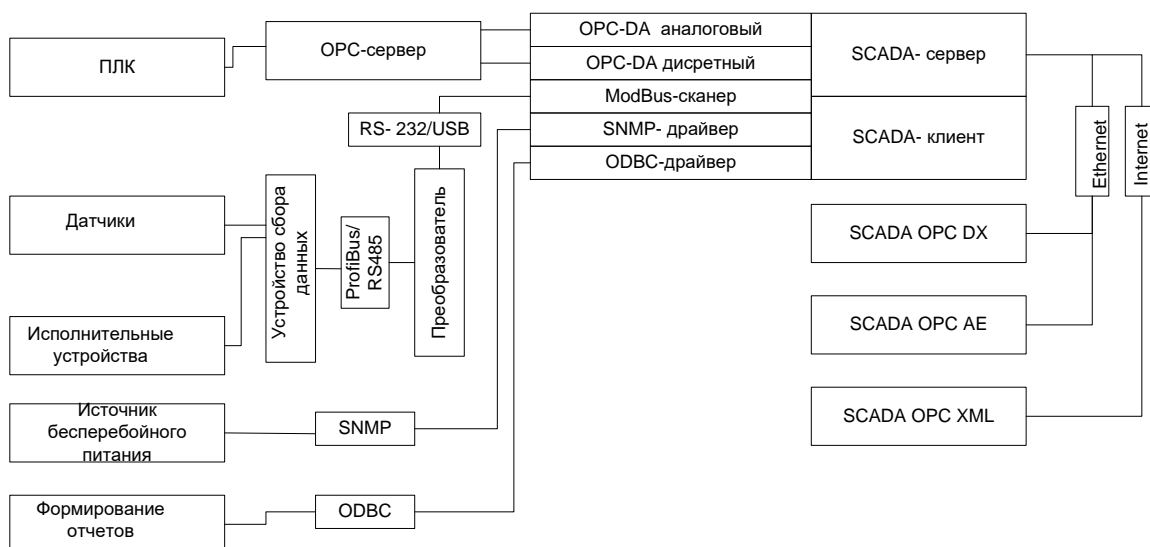


Рис. 3 Структура OPC-взаимодействий SCADA ДНС

### 2.3. Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является ДНС, структурные схемы разрабатывают при проектировании АС на стадиях, предшествующих разработке схем других типов, и пользуются ими для общего ознакомления с АС управления технологическим процессом.

Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой.

#### Нижний уровень – уровень технологического объекта

На нижнем уровне выполняется:

- сбор и первичная обработка технологической информации, поступающей от датчиков и измерительных преобразователей;
- сбор и первичная обработка информации по учету и контролю количества воды;
- ретрансляция информации, поступающей от контроллеров, встроенных в блоки управления технологических агрегатов и установок;
- обмен информацией (прием и передача) со средним уровнем управления;

- управление технологическим процессом на основе собранной технологической информации и команд, поступивших со среднего уровня управления или от оператора-технолога;
- автоматическое тестирование элементов местной автоматики и контроллеров блоков управления.

### **Средний уровень – уровень диспетчерского пункта**

Система управления нижнего уровня включает в себя датчики, преобразователи, ПЛК и ЛСА, контролирующие станцию управления ДНС. Для связи со средним уровнем управления применяется оборудование широкополосного доступа.

На среднем уровне выполняется:

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, от контроллеров и станций нижнего уровня управления;
- сбор и концентрация информации по учету и контролю количества и сопутствующих воды от контроллеров и станций нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализация диалога со специалистами нефтегазодобывающего предприятия (организация АРМов);
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;
- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления;
- передача информации на верхний уровень управления.
-

**Верхний уровень находится в центральном диспетчерском пункте.**

Он и предназначен для контролирования руководством работы операторов добычи и производственных служб нижнего уровня.

На верхнем уровне выполняется:

- Учет и контроль выполнения плановых заданий производственными подразделениями предприятия;
- оптимальное распределение и рациональное использование ресурсов;
- моделирование процессов и разработка оптимальных технологических режимов;
- сведение материальных балансов и анализ удельных затрат;
- анализ простоев оборудования и учет потерь;
- расчеты текущего плана производства и плановых заданий подразделениям предприятия, обеспечивающих оптимальное использование капитальных вложений, материальных и трудовых ресурсов;
- управление техническим обслуживанием и ремонтом оборудования.

Структурная схема АС представлена в альбоме схем.

## **2.4 Функциональная схема автоматизации**

Функциональная схема автоматизации является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. На функциональной схеме изображаются системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации.

Все элементы систем управления показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной

связи. Функциональная схема автоматического контроля и управления содержит упрощенное изображение технологической схемы автоматизируемого процесса. Оборудование на схеме показывается в виде условных изображений.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

- задача получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- задача непосредственного воздействия на технологический процесс для управления им и стабилизации технологических параметров процесса;
- задача контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

В соответствии с заданием разработаны два варианта функциональных схем автоматизации:

- по ГОСТ 21.208-2013 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» и ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- по Стандарту американского общества приборостроителей ANSI/ISA S5.1. «Instrumentation Symbols and Identification».

#### **2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013**

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.408–2013 и приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.003.ЭП.04). На схеме выделены 2 контура управления электрозадвижками по уровню в сепараторах (контур 1-2, 3-4. Кроме этого есть контуры управления задвижками по давлению в нагнетающем коллекторе (контур 8-9, 13-14).

Все измеряемые технологические параметры отображаются с помощью приборов индикации в операторском щите.

## **2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA**

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ANSI/ ISA S5.1 и приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.003.ЭС.05). Для разработки функциональной схемы автоматизации по ANSI/ ISA была выбрана УПСВ. Согласно этой схеме осуществляются следующие операции:

- измерение расхода обводненной нефти, его индикация и регистрация на щите РСУ с возможностью мониторинга в SCADA;
- управление электрозадвижками в сепараторах по уровню, индикация на щите РСУ и в SCADA;
- измерение давления обезвоженной нефти на насосах, его индикация на щите РСУ и регистрация в SCADA на экране оператора;
- измерение расхода воды на насосе, его индикация на щите РСУ и регистрация в SCADA на экране оператора;
- управление состоянием задвижки на водоочистном сооружении по уровню, сигнализация о превышения верхнего предельного значения уровня в резервуаре, индикация на щите РСУ и регистрация в SCADA на экране оператора;
- измерение расхода обводненной нефти на входе УПСВ, его индикация и регистрация на щите РСУ с возможностью мониторинга в SCADA;
- измерение уровня нефти в буферной емкости, индикация в щите РСУ и SCADA, сигнализация по верхнему и нижнему уровню нефти в БЕ.
- измерение температуры нефти в БЕ, ее индикация на щите РСУ, регистрация в SCADA на экране оператора и сигнализация о превышении верхнего и нижнего предельного значения температуры;
- дистанционное ручное управление задвижками на БЕ с щита РСУ и со SCADA, индикация состояния положения задвижки в щите РСУ и в SCADA.

Все контуры управления, описанные выше, за исключение ДУ задвижками на БЕ, являются конурами *автоматизированного* управления, так как оператор имеет возможность вмешаться в ход технологического процесса.

## **2.5 Разработка схемы информационных потоков ДНС**

Схема информационных потоков, которая приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.003.ЭС.06), включает в себя три уровня сбора и хранения информации:

- нижний уровень (уровень сбора и обработки),
- средний уровень (уровень текущего хранения),
- верхний уровень (уровень архивного и КИС хранения).

На нижнем уровне представляются данные физических устройств ввода/вывода. Они включают в себя данные аналоговых сигналов и дискретных сигналов, данные о вычислении и преобразовании.

Средний уровень представляет собой буферную базу данных, которая является как приемником, запрашивающим данные от внешних систем, так и их источником. Другими словами, она выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранным формам АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации. Сигналы между контроллерами и между контроллером верхнего уровня и АРМ оператора передаются по протоколу Ethernet.

Параметры, передаваемые в локальную вычислительную сеть в формате стандарта OPC, включают в себя:

- значение расхода жидкости в трубе на входе УПСВ, м<sup>3</sup>/сут,
- значение уровня жидкости в отстойниках, мм,
- значение расхода воды на входе насоса, м<sup>3</sup>/сут,
- давление на входе насосов, МПа,
- уровень воды в водоочистном сооружении, мм,

- значение уровня нефти в БЕ, мм,
- значение температуры нефти в БЕ, °К,
- дискретное значение состояния задвижки на входе БЕ, откр/закр,

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (ТЕГ), состоящий из символьной строки. Структура шифра имеет следующий вид:

AAA\_BBB\_C\_DDD, где

- AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:
  - DAV– давление;
  - TEM– температура;
  - URV– уровень;
  - FLW – поток;
  - STT – состояние задвижки откр/закр;
- BBB – код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:
  - WTR– водоочистное сооружение;
  - TB0 – трубопровод0 на входе УПСВ;
  - TB1 – трубопровод1;
  - TB2 – трубопровод2;
  - TB3 – трубопровод3;
  - TB4 – трубопровод4;
  - BFC – буферная емкость;
  - VL1 – задвижка1;
  - VL2 – задвижка2;
  - VL3 – задвижка3;
  - TA1 – задвижка3;
  - TA2 – задвижка3;
  - TA3 – задвижка3;
- C – тип сигнала, 1 символ:
  - А – аналоговый;

- D – дискретный;
- DDD – примечание, не более 3 символов:
- CTR – регулирование;
- AHH – верхняя аварийная сигнализация;
- AWH – верхняя предупредительная сигнализация;
- ALL – верхняя аварийная сигнализация;
- AWL – нижняя предупредительная сигнализация.

Знак подчеркивания \_ в данном представлении служит для отделения одной части идентификатора от другой и не несет в себе какого-либо другого смысла.

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Кодировка всех сигналов в SCADA-системе

Кодировка	Расшифровка кодировки
C1_URV	Уровень в сепараторе 1
C2_URV	Уровень в сепараторе 2
F11_DAV	Дифференциальное давление в 1 фильтре
F12_DAV	Дифференциальное давление во 2 фильтре
TRB_DAV_VS01	Давление на всасывающем коллекторе 1
TRB_DAV_VS02	Давление на всасывающем коллекторе 2
TRB_DAV_NG01	Давление на нагнетающем коллекторе 1
TRB_DAV_NG02	Давление на нагнетающем коллекторе 2
N1_SKR	Скорость двигателя 1
N2_SKR	Скорость двигателя 2
N1_TEM_OBMT_AVARH	Аварийная температура обмоток двигателя насоса 1
N2_TEM_OBMT_AVARH	Аварийная температура обмоток двигателя насоса 2
UPR_ C1_URV	Управление уровнем в сепараторе 1
UPR_ C2_URV	Управление уровнем в сепараторе 2



UPR_TRB_DAV_NG01	Управление давление в нагнетающем трубопроводе 1
UPR_TRB_DAV_NG02	Управление давление в нагнетающем трубопроводе 2

Верхний уровень представлен базой данных КИС и базой данных АСУ ТП. Информация для специалистов структурируется наборами экранных форм АРМ. На мониторе АРМ оператора отображаются различные информационные и управляющие элементы. На АРМ диспетчера автоматически формируются различные виды отчетов, все отчеты формируются в формате XML. Генерация отчетов выполняется по следующим расписаниям:

- каждый четный / нечетный час (двухчасовой отчет);
- каждые сутки (двухчасовой отчет в 24.00 каждых суток);
- каждый месяц;
- по требованию оператора (оперативный отчет).

Отчеты формируются по заданным шаблонам:

- сводка по текущему состоянию оборудования;
- сводка текущих измерений.

Историческая подсистема АС сохраняет информацию изменений технологических параметров для сигналов с заранее определенной детальностью. Сохранение данных в базе данных происходит при помощи модуля истории Genesys32. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

Для регуляризации информации в базах данных используются таблицы и поля записи. Поля записей канала сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Поля записей канала

Имя поля	Значение	Комментарий
code	TEM_BFC_A	Код канала
description	Primary circuit Temp.nef	Описание (первичная цепь, температура нефти)
type	AI	Тип: аналоговый сигнал

address	5_TEM_010	Адрес
Event code	1	Код технологического события
Alarm code	6	Код аварии
Sample (sec)	10	Интервал выборки
Raw value	1024	Первичное значение
Converted value	42.1	Преобразованное значение °С
Alarm state	Yes	Аварийное состояние
coefficient	0.0195	Коэффициент преобразования
units	°K	Единица измерения
min	0	Минимальное значение
max	40	Максимальное значение

Схема информационных потоков приведена в альбом схем (ФЮРА.425280.003.ЭС.06).

## 2.6 Выбор средств реализации ДНС

Задачей выбора программно-технических средств реализации проекта АС является анализ вариантов, выбор компонентов АС и анализ их совместимости.

Программно-технические средства АС ДНС включают в себя: измерительные и исполнительные устройства, контроллерное оборудование, а также системы сигнализации.

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение задач вычисления и логических операций.

### 2.6.1 Выбор контроллерного оборудования ДНС

В основе системы автоматизированного управления ДНС, а в частности системы автоматизированного управления УПСВ, будем использовать два ПЛК Siemens SIMATIC S7-300 (рис. 4). Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня (коммуникационным) осуществляется на базе интерфейса Ethernet.



Рис. 4 Контроллер Siemens SIMATIC S7-300

Siemens SIMATIC S7-300 – это модульный программируемый контроллер, предназначенный для построения систем автоматизации низкой и средней степени сложности. Модульная конструкция SIMATIC S7-300, работа с естественным охлаждением, возможность применения структур локального и распределенного ввода-вывода, широкие коммуникационные возможности, множество функций, поддерживаемых на уровне операционной системы, удобство эксплуатации и обслуживания обеспечивают возможность получения рентабельных решений для построения систем автоматического управления в различных областях промышленного производства. Эффективному применению контроллеров Siemens SIMATIC S7-300 способствует: возможность использования нескольких типов центральных

процессоров различной производительности, наличие широкой гаммы модулей ввода-вывода дискретных и аналоговых сигналов, функциональных модулей, и коммуникационных процессоров.

Контроллеры Siemens SIMATIC S7-300 имеют модульную конструкцию и могут включать в свой состав:

- Модуль центрального процессора (CPU);
- Модули блоков питания (PS);
- Сигнальные модули (SM);
- Коммуникационные процессоры (CP);
- Функциональные модули (FM);
- Интерфейсные модули (IM).

Все модули работают с естественным охлаждением.

Выбранный ПЛК (Siemens SIMATIC S7-300 с процессорным модулем CPU315-2 PN/DP) удовлетворяет следующим параметрам:

1. Периферийные устройства (дисплей, принтер): не используются.
2. УСО ввода/вывода: 8 каналов ввода аналоговых сигналов и 1 канал вывода аналоговых сигналов (модуль ввода/вывода SM 334), 4 канала ввода дискретных сигналов (модуль ввода/вывода SM 323) (все унифицированные токовые сигналы).
3. Алгоритмы управления включают в себя числовые и битовые операции.
4. Общий объем манипуляций для одного ПЛК: не менее 100 команд.
5. Управление ПЛК: по прерываниям, по готовности или по командам человека. Необходимо управлять как минимум одним устройством.
6. Контроль и управление следующих типов I/O-устройств: сенсоры (температура, давление, уровень, вибрация).
7. Питания контроллера: напряжение 230В от сети переменного тока.
8. Отказоустойчивость источник напряжения: высокой.
9. Возможность ПЛК работы при напряжении сети питания технологической площадки: есть.

10. Удерживание напряжения в узком фиксированном диапазоне изменений: есть.
  11. Рабочий ток: 140 мА.
  12. Возможность работы контроллера от сети: есть.
  13. Возможность работы контроллера от батарей: есть.
  14. Время работы батареи без перезарядки: не менее 24 часов в рабочем режиме и не менее 12 месяцев при работе в режиме ожидания.
  15. Ограничения по размеру, весу, эстетическим параметрам: нет.
  16. Требования к условиям окружающей среды:
    - температура:  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+70^{\circ}\text{C}$ ;
    - атмосферное давление: от 1080 гПа до 660 гПа (соответствует высоте от -1000 м до 3500 м);
    - относительная влажность: от 10% до 95%, без конденсации.
  17. Пользовательское программное обеспечение базируется на: флеш-памяти (Flash EPROM). АС работает в режиме реального времени и для этого необходимо приобрести ядро программ реального времени.
  18. Для развития собственного ядра программ персонала и времени: не достаточно.
  19. Степень защиты – IP-65 по ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)».
- Блок-схема УСО ПЛК представлена на рис. 5.

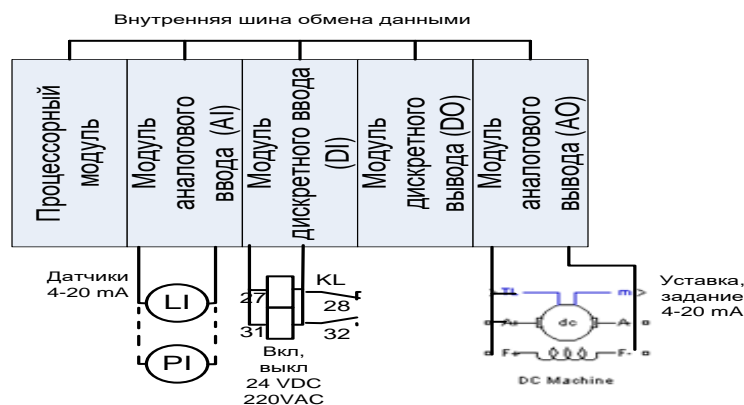


Рис. 5 Блок-схема УСО ПЛК

Технические характеристики процессорного модуля CPU315-2 PN/DP приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики процессорного модуля CPU315-2 PN/DP

Технические параметры		Значение
Минимальное время выполнения	логических операций/ операций со словами	0,1/0,2 мкс
	арифметических операций с фиксированной/ плавающей точкой	2/3 мкс
Типы интерфейсов		RS 485, PROFINET, Ethernet
Напряжение питания	номинальное	=24В
	допустимое	20,4...28,8 В
Потребляемый ток	холостой ход	100 мА
	Номинальный	0,8 А
	Пусковой	2,5 А
Потребляемая мощность		3,5 Вт
Габариты ШхВхГ (мм)		80x125x130
Масса (кг)		0,46
Диапазон рабочих температур		-40...+70 °С

Технические характеристики модуля ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334 и модуля ввода/вывода дискретных сигналов SM 323 приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики модуля ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334 и модуля ввода/вывода дискретных сигналов SM 323

Технические параметры		Значения
Модуль ввода/вывода дискретных сигналов SM 323		
Габариты ШхВхГ (мм)		40x125x120
Масса (кг)		0,26
Количество входов		16
Количество выходов		16
Длина кабеля (обычного/экранированного), не более		600м/1000м
Фронтальный соединитель		40-полюсный
Напряжение питания	номинальное значение	=24В
	допустимый диапазон изменений	20,4...28,8 В
Количество одновременно опрашиваемых входов		16
Гальваническое разделение		есть
Потребляемый ток, не более		80мА
Потребляемая мощность		6,5Вт
Индикация состояний входов и выходов		1 зеленый диод на каждый канал
Модуль ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334		
Габариты ШхВхГ (мм)		40x125x120
Масса (кг)		0,2
Количество входов		4

Количество выходов		2
Длина экранированного кабеля, не более		100м
Фронтальный соединитель		20полюсный
Напряжение питания нагрузки		=24В
Питание датчиков		есть
Защита от неправильной полярности		есть
Гальваническое разделение		есть
Защита датчиков от короткого замыкания		есть
Потребляемый ток, не более		80мА
Потребляемая мощность		2Вт
Параметры аналого-цифрового преобразователя	принцип измерения	интегрирование
	Разрешающая способность, включая знаковый разряд	12бит
	настройка параметров интегрирования	есть
	время интегрирования	20мс
	Базовое время ответа модулю	350мс
Параметры цифро-аналогового преобразователя	Разрешающая способность, включая знаковый разряд	12бит
	Время преобразования на канал, не более	500мкс



	Время установки выходного сигнала, не более	0,8мс
--	---	-------

Выбор данной модели контроллера объясняется его архитектурой и характеристиками: возможность увеличения количества портов ввода/вывода, большое разнообразие модулей практически для любых назначений. Наличие собственной среды для разработки ПО делает работу с ним проще и удобнее. Данный контроллер удовлетворяет требованиям по временным характеристикам отработки воздействий. Контроллер и его модули хорошо зарекомендовали себя на производстве.

## 2.6.2 Выбор датчиков

### Датчик давления

Для выбора датчика избыточного давления было выполнено сравнение датчиков Yokogawa EJX 430A, Сапфир-22ДИ, Rosemount-3051C.

Таблица 5 – Технические характеристики датчиков избыточного давления

Параметр	Yokogawa EJX 430A	Сапфир-22ДИ	Rosemount-3051C
Выходной сигнал	4...20	4...20	4...20
Погрешность измерений	± 0,04%	0,5 %	±0,075% опции до 0,2,±0,5
Питание	10.5...42В	12-42, 22-42В	15...42В
Конструктивное исполнение	стандартное: IP67 искробезопасное: (EExiaIICT5) взрывонепроницаемое: (EExdIICT4, T5, T6)	1ExsdII BT4/H2, 1ExdII BT4/H2	Взрывозащищенное (Ex, Вн) IP65
Межповерочный интервал	3	3	3

Для измерения этого параметра выбирается датчик **Rosemount 3051C**. Преобразователь с сенсорным модулем на базе емкостной ячейкой для измерения разности давлений, избыточного, абсолютного давлений с верхними пределами измерений от 0,025 до 27580 кПа.

Улучшенный дизайн и компактная конструкция. Поворотный электронный блок и ЖКИ. Высокая перегрузочная способность. Защита от переходных процессов. Внешняя кнопка установки "нуля" и диапазона. Непрерывная самодиагностика.

Таблица 6 – Основные технические характеристики датчика давления Rosemount 3051C

Измеряемые среды	Газ, жидкость, в т.ч. нефтепродукты, пар
Диапазон измеряемых давлений	0,025 - 27580 кПа
Выходные сигналы	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 4-20 мА с Hart-протоколом;</li> <li>• экономичный 0,8-3,2;</li> <li>• 1-5 В с цифровым сигналом на базе HART-протокола;</li> </ul>
Основная допустимая погрешность	$\pm 0,5\%$ ;
Перенастройка диапазона	150:1
Температура окр. среды	-40 ... +80 °C
IP (Степень защиты от воздействия пыли и влаги)	IP66
Поворот корпуса/ поворот ЖКИ	$\pm 180^\circ$ / $\pm 360^\circ$



Рис. 6 Внешний вид датчика давления Rosemount 3051C

### Выбор расходомеров

Для выбора датчика расхода было выполнено сравнение датчиков: Метран 350, ADMAG AXF и Rosemount 8700.

Таблица 7 – Технические характеристики датчиков измерения расхода

Параметр	Метран 350	ADMAG AXF	Rosemount 8700
Измеряемая среда	газ, пар, жидкость	газ, пар, жидкость	газ, пар, жидкость
Температура рабочей среды	-50...200°C	-40... 180°C	-40...232.°C
Класс точности	1.5	1.5	0.05
Межповерочный интервал	2	5	1

Для измерения расхода воды выбираем электромагнитный расходомер Rosemount 8700 (таблица 8, рисунок 7) с индикацией по месту.

Таблица 8. – Технические характеристики расходомера Rosemount 8700

Измеряемые среды	Жидкости с минимальной электропроводностью 5 мкСм/см
Диаметр условного прохода	от 4 до 900
Пределы основной относительной Погрешности	<ul style="list-style-type: none"><li>• <math>\pm 0,25\%</math> - стандартное исполнение;</li><li>• <math>\pm 0,15\%</math> - высокоточная калибровка</li></ul>
Давление измеряемой среды	0,05...40,00 МПа
Выходные сигналы	4-20 мА, HART, частотно-импульсный, Foundation Fieldbus, Profibus PA



Рис. 7. Внешний вид расходомера Rosemount 8700

### Выбор датчиков температуры

Для температуры было выполнено сравнение датчиков: TCM-50M; Yokogawa RM-00; TCM Метран-280

Таблица 9 – Характеристика приборов

Технические характеристики:	TCM-50M	Yokogawa RM-00	TCM Метран-280
Выходной сигнал, мА	4...20	4...20	4...20
Потребляемая мощность	3 Вт	3 Вт	3 Вт
Диапазон измеряемых температур	-100...199,9°C	-200...+100°C	-50...120°C
Основная погрешность измерения	±0,1%	±0,15%	±0,1 %

Интеллектуальные преобразователи температуры (ИПТ) Метран-280 предназначены для точных измерений температуры в составе автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП). Использование ИПТ допускается в нейтральных, а также агрессивных средах, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким.



Рис. 8. Внешний преобразователя температуры Метран-280

Связь ИПТ Метран-280 с АСУ ТП осуществляется:

- по аналоговому каналу - передачей информации об измеряемой температуре в виде постоянного тока 4-20 мА;
- по цифровому каналу - в соответствии с HART-протоколом.

Для передачи сигнала на расстояние используются 2-х-проводные токовые линии.

- Высокая точность
- Высокая стабильность метрологических характеристик
- Выходной сигнал 4-20 мА/HART
- Цифровая передача информации по HART-протоколу
- Использование 2-х-проводных токовых линий для передачи сигналов
- Дистанционное управление и диагностика
- Внесены в Госреестр средств измерений под №23410-06, сертификат №24979, ТУ 4211-007-12580824-2002
- Свидетельство о взрывозащищенности электрооборудования №02.187 Метран 280Exia, №02.188 Метран 280Exd
- Сертификат соответствия №РОСС RU.ГБ06.В00126 требованиям ГОСТ Р 51330.0, ГОСТ Р 51330.1, ГОСТ Р 51330.10
- Межповерочный интервал 2 года
- Модернизированные ИПТ Метран-280-1

- гальваническая развязка входа от выхода;
  - повышенная защита от электромагнитных помех;
  - программируемые уровни аварийных сигналов и насыщения;
  - конструктив электронного преобразователя обеспечивает высокую надежность при длительной эксплуатации;
  - сокращен минимальный поддиапазон измерений
- По специальному заказу изготавливаются преобразователи температуры Метран-288-1, -288-2:
- диапазон измеряемых температур -50...1200°C;
  - основная приведенная погрешность  $\pm 0,15\%$  в диапазоне 500...850°C

### Выбор уровнемеров

При выборе датчика для измерения уровня были рассмотрены VEGAPULS 62, Rosemount 5300 и Сапфир-22ДУ-Вн.

Таблица 10 – Технические характеристики датчиков измерения уровня

Параметр	VEGAPULS 62	Rosemount 5300	Сапфир-22ДУ-Вн
Выходной сигнал	4...20 мА	4...20 мА	0 – 5, 0 – 20, 4 – 20 мА
Максимальное рабочее давление	0.1 - 16 МПа	От 2,7 кПа абсолютного давления до номинального размера фланца	4,0 МПа
Питание	9.6... 36 В DC	10,5...42 В	36 $\pm$ 0,72В
Температура контролируемой жидкости	-200...450 °C	-40...120 °C	от -50 до +200°C
Температуры окружающего воздуха	от -40 до +80°C	от -40 до +80°C	от -55 до +80°C
Конструктивное исполнение	II 1G, II 1/2 G, II 2G Exia IIC T6 искробезопасная цепь	искробезопасное: (EExiaIIC T5) взрывонепроницаемое: (EExdIIC T4, T5, T6)	Взрывозащищенное (Вн)
Погрешность измерений	$\pm 2$ мм	$\pm 0,2\%$	$\pm 0,5\%$ ; $\pm 1,0 \%$

Для измерения уровня жидкости в резервуаре применяется волноводный уровнемер Rosemount-5300 с выходом по току 4-20мА.

Таблица 11 – Технические характеристики уровнемера Rosemount-5300

Измеряемые среды	жидкие (нефть, темные и светлые нефтепродукты, вода, водные растворы, сжиженный газ, кислоты и др.), сыпучие (пластик, зольная пыль, цемент, песок, сахар, злаки и т.д.)
Диапазон измерений уровня	от 0,1 до 50 м
Межповерочный интервал	2 года
Выходные сигналы	4-20 мА с цифровым сигналом на базе HART-протокола, RS485, Modbus



Рис. 9. Внешний вид уровнемера Rosemount-5300

Уровнемеры Rosemount серии 5300 обладают высокой чувствительностью, обусловленной усовершенствованной обработкой сигнала и высоким отношением сигнала к уровню помех, что позволяет работать в условиях помех различного происхождения.

## 2.7 Нормирование погрешности канала измерения

Нормирование погрешности канала измерения выполняется в соответствии с РМГ 62-2003 «ГСИ. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации».

В качестве канала измерения выберем канал измерения датчиком давления.

Расчет допустимой погрешности измерения датчика давления производится по формуле

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)},$$

где  $\delta = 0,5\%$  – требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

$\delta_2$  – погрешность передачи по каналу измерений;

$\delta_3$  – погрешность, вносимая АЦП;

$\delta_4$  и  $\delta_5$  и  $\delta_6$  – дополнительные погрешности, вносимые соответственно окружающей температурой, вибрацией и сопротивлением нагрузки.

Погрешность, вносимая 12-и разрядным АЦП, была рассчитана следующим образом:

$$\delta_3 = \frac{(1 \cdot 100)}{12^{12}} = 0,024\%$$

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями [6]:

$$\delta_2 = \frac{0,5 \cdot 13}{100} = 0,065\%$$

При расчете были учтены дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

- температуры окружающего воздуха;
- вибрации;
- сопротивление нагрузки

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха, была установлена согласно рекомендации [6] (33%):

$$\delta_4 = \frac{0,5 \cdot 33}{100} = 0,165\%$$

Дополнительная погрешность, вызванная вибрацией (9%):

$$\delta_5 = \frac{0,5 \cdot 9}{100} = 0,045\%$$

Дополнительная погрешность вызванная сопротивлением нагрузки (3%):

$$\delta_6 = \frac{0,5 \cdot 3}{100} = 0,015\%$$



Следовательно, допускаемая основная погрешность датчика температуры не должна превышать:

$$\delta_1 \leq \sqrt{0,5^2 - (0,065^2 + 0,024^2 + 0,165^2 + 0,045^2 + 0,015^2)} = 0,464\%$$

В итоге видно, что основная погрешность выбранного датчика давления не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

## 2.8 Выбор исполнительных механизмов

Исполнительным устройством (ИУ) называется устройство в системе управления, непосредственно реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа (РО).

Регулирующее воздействие от исполнительного устройства должно изменять процесс в требуемом направлении для достижения поставленной задачи – оптимизации и (или) стабилизации качества регулируемой величины.

Исполнительным устройством в проектируемой системе являются задвижки, оснащенные электроприводами, стоящие на всасывающих и нагнетательных трубопроводах.

В качестве способа регулирования расхода будем использовать метод дросселирования (рис. 10).

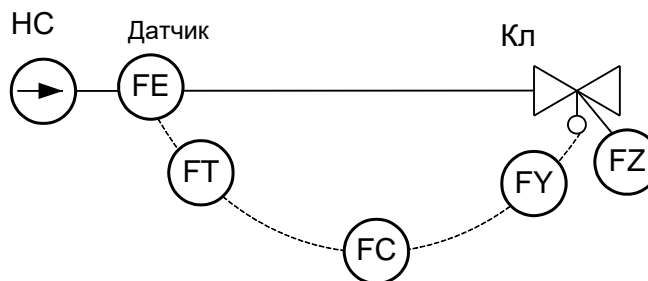


Рис. 10 Управление расходом посредством дросселирования:

НС – насос (компрессор); Кл – рабочий орган с исполнительным механизмом FZ; FE-FT-FC-FY – контур регулирования расхода (F)

Для управления задвижками используются взрывозащищенные электроприводы ELESYB V-01-L-4,5-18000, которые можно крепить к арматуре 100мм.

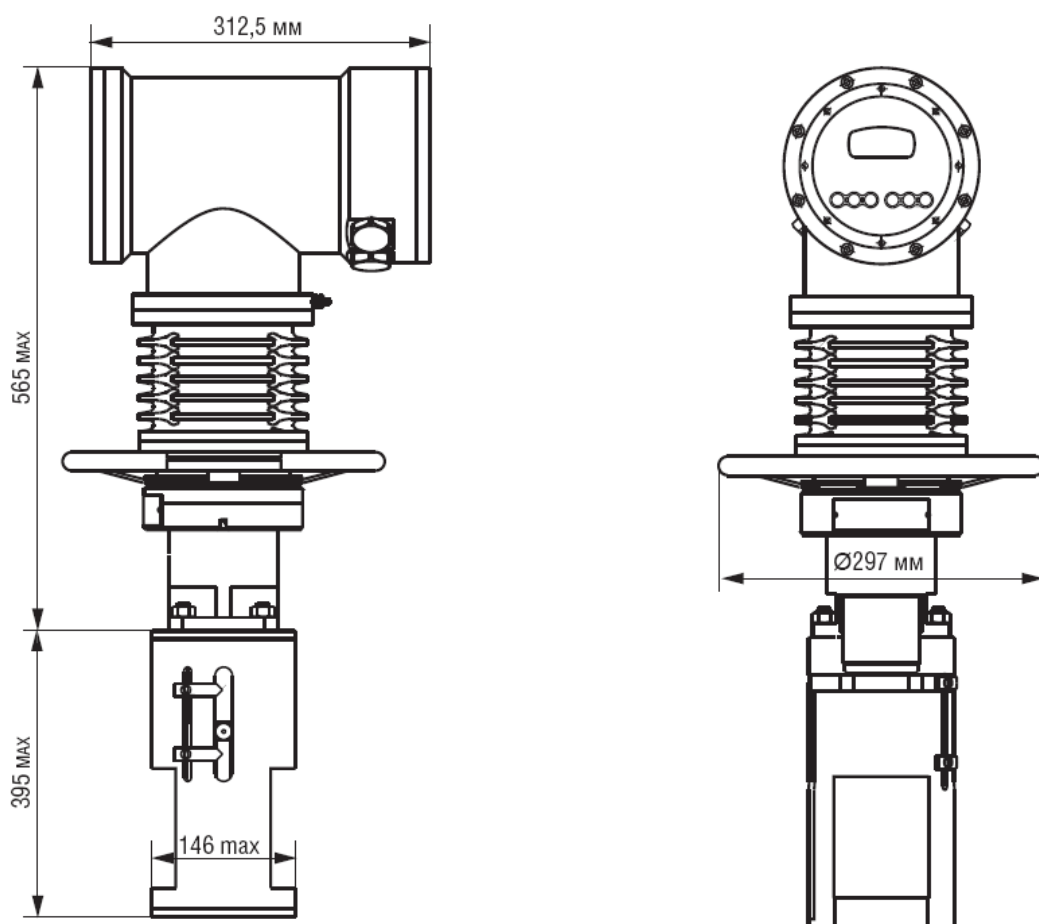


Рис.11 Внешний вид привода V-01-L-4,5-18000

Для регулирования потока воды на напорных линиях применяются мощные приводы в исполнении ELESYB V-01-L-4,5-18000. Для управления потоком на всасывающих линиях используются менее мощные приводы в исполнении VH.10-XX, отличия которого от первого варианта отражены в таблице 12.

Таблица 12 –Характеристики электропривода ELESYB V-01-L-4,5-18000

Номинальное напряжение питание от сети переменного тока, частотой (50) Гц, В	380
Предельное отклонение напряжения питания, %	от -40 до +30
Маркировка взрывозащиты	1ExdIIBT4
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой	IP65
Срок службы, лет	30
Тип исполнения	Линейный
Номинальный крутящий момент на выходном звене, Нм	18000
Скорость перемещения, мм/с	4.5
Мощность электродвигателя, кВт	0,55
Максимальное усилие на маховике ручного дублера, Н	80
Масса, кг	45

Таблица 13 –Отличительные характеристики электропривода ELESYB-VH.10-00

Номинальный крутящий момент на выходном звене, Нм	900
Номинальная частота вращения выходного звена, об/мин.	1,80
Мощность электродвигателя, кВт	0,25
Масса, кг	43

Регулирующий клапан показан на рис. 12.



Рис. 12 Клапан КМР ЛГ с позиционером Siptart PS2 и фильтром

Технические характеристики клапана приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Технические характеристики клапана

Техническая характеристика	Значение
Условное давление $P_u$ , МПа	1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0
Условный проход, мм	10; 15; 20; 25; 32; 40; 50; 65; 80; 100; 125; 150; 200; 250; 300
Пропускная характеристика	равнопроцентная, линейная; расширенный диапазон регулирования
Диапазон температур регулируемой среды	40/-60... + 225°C, -40/-60... + 450°C, -40/... +500/550/600/650°C, -90/-200... + 225°C
Диапазон температур окр. среды	-40/-50/-60... + 70°C,
Исходные положения плунжера клапана	НО – нормально открытое; НЗ – нормально закрытое
Присоединительные размеры	фланцев по ГОСТ 12815-80 (ответные фланцы с шипом исполнение №4 или другое по заказу) или по ANSI , под приварку
Материал корпуса	сталь 20, углеродистые низкотемпературные стали, 12X18H10T, 10X17H13M2T, специальные сплавы
Материал дроссельной пары	12X18H10T, 10X17H13M2T, специальные сплавы;
Класс герметичности для	По ГОСТ выше IV (по DIN – V)

регулирующих клапанов по ГОСТ 23866-87(по DIN)	
Класс герметичности по ГОСТ 9544-93	В-С (А – по специальному заказу)

## 2.9 Схема соединения внешних проводок

Схема соединений внешних проводок выполнена в соответствии с ГОСТ 21.409-93, РМ 4-6-92 – это комбинированная схема, на ней изображены электрические и трубные связи между приборами и средствами автоматизации, установленными на технологическом, инженерном оборудовании и коммуникациях, вне щитов и на щитах, а также связи между щитами, пультами, комплексами или отдельными устройствами комплексов. Эта схема показывает соединения составных частей изделия (установки) и определяет провода, жгуты, кабели или трубопроводы, которыми осуществляются эти соединения, а также места их присоединений и ввода (разъемы, платы, зажимы и т.п.).

Схема внешней проводки приведена в альбоме схем. Первичные и внешитовые приборы включают в себя уровнемер Rosemount-5300, датчик расхода Rosemount 8700, датчики давления Rosemount 3051С, а также датчики температуры Метран-280.

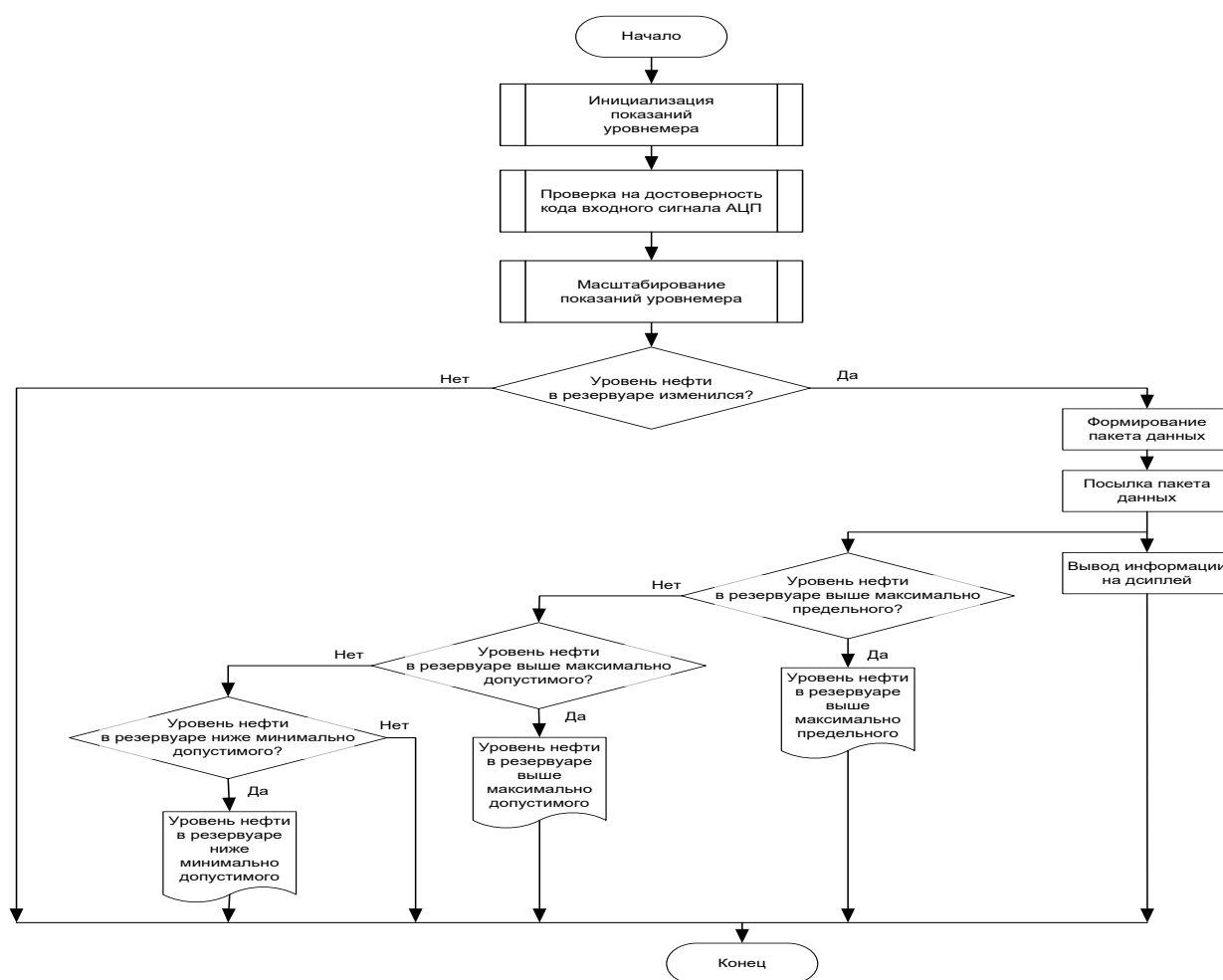
Для передачи сигналов от датчиков температуры на щит КИПиА используются по 4 провода, а для датчиков давления, расхода и уровня – 3 провода. В качестве кабеля, выбран КВВГ. Это – кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50°С до +50°С. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены.

Для прокладки кабеля будем использовать специальные трубы, для защиты от внешних факторов, таких как пыль, грызуны и др.

## 2.10 Выбор алгоритмов управления АСУ ТП

### 2.10.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня нефти в буферной емкости. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в резервуаре представлен на рисунке.



### 2.11 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

В процессе работы ДНС необходимо поддерживать давление в трубопроводе нагнетательного коллектора, чтобы оно не превышало заданного уровня, исходя из условий прочности трубопровода, и не падало

ниже заданного уровня, исходя из условий кавитации насосных агрегатов. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем давление нефти в нагнетательном коллекторе на выходе насосного агрегата. В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям.

ПИД-регулятор измеряет отклонение стабилизируемой величины от заданного значения (уставки) и выдаёт управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения.

Обычно объектом управления является участок трубопровода между точкой измерения расхода и регулирующим органом. Длина этого участка определяется правилами установки датчика (сужающих устройств) и регулирующих органов и составляет обычно несколько метров. Динамика канала «расход вещества через клапан – расход вещества через расходомер» приближенно описывается апериодическим звеном первого порядка с чистым запаздыванием. Время чистого запаздывания обычно составляет несколько секунд для жидкости; значение постоянной времени – несколько секунд. [4]

Передаточная функция участка регулируемого объемного расхода жидкости трубопровода будет равна:

$$W(s) = \frac{Q_k(s)}{Q(s)} = \frac{1}{Ts + 1} e^{-\tau_0 s},$$

где  $Q_k(s)$  – объемный расход жидкости после клапана;

$Q(s)$  – измеряемый объемный расход жидкости;

$\tau_0$  – запаздывание;

$T$  – постоянная времени.

Постоянная времени объекта и запаздывание находятся по следующим формулам:

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \tau_0 = \frac{Lf}{Q}, c = \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}}, f = \frac{\pi d^2}{8}.$$

$L$  – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования;

$f$  – площадь сечения трубы;

$\rho$  – плотность жидкости;

$\Delta p$  – перепад давления на трубопроводе;

$d$  – диаметр трубы.

Преобразуем представленные выше формулы:

$$T = \frac{2Lf}{Q} \cdot \left( \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}} \right)^2 = \frac{LQ}{f} \cdot \frac{\rho}{\Delta p}, \tau_0 = \frac{L}{Q} \cdot \frac{\pi r^2}{2}.$$

Характеристики объекта управления приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Характеристики объекта управления

Параметр	Количество
Плотность нефти	838 кг/м <sup>3</sup>
Объемный расход жидкости	480 м <sup>3</sup> /ч
Длина участка трубопровода	5 м
Диаметр трубы	200 мм
Перепад давления на трубопроводе	1 МПа



Рассчитаем передаточную функцию объекта управления:

$$T = \frac{LQ}{f} \cdot \frac{\rho}{\Delta p} = \frac{5 \cdot \frac{480}{3600}}{\frac{3.14 \cdot 0.2^2}{8}} \cdot \frac{838}{101971} = 0.35 \text{ с},$$

$$\tau_0 = \frac{L}{Q} \cdot \frac{\pi d^2}{8} = \frac{5}{\frac{480}{3600}} \cdot \frac{3.14 \cdot 0.2^2}{8} = 0.59 \text{ с},$$

$$W(s) = \frac{1}{Ts + 1} e^{-\tau_0 s} = \frac{1}{0.35s + 1} e^{-0.59s}.$$

Регулирующая задвижка описывается интегральным звеном:

$$W_3(\rho) = \frac{1}{J_3 \cdot \rho},$$

$$J_3 = 0.5 \cdot \rho \cdot L \cdot f \cdot r^2.$$

Передаточная функция будет выглядеть следующим образом:

$$W_3(\rho) = \frac{1}{0.419 \cdot \rho},$$

Исполнительный электропривод в упрощенном виде может быть представлен с помощью апериодического звена первого порядка:

$$W_{ДВ}(\rho) = \frac{K_{ДВ}}{T_{ДВ} \cdot \rho + 1},$$

$$T_{ДВ} = \frac{\omega_H J}{M_K}, \quad K_{ДВ} = \frac{\omega_H}{f_{\max}}$$

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	890
L, м	3
$\omega_H$ , рад/с	1000
$M_K$ , Н·м	60
J, кг·м <sup>2</sup>	0,45

$I_{\max}, \text{мА}$ (максимальный ток управляющего сигнала ЧП)	20
---	----

Значения параметров взяты из паспортов изделий [3]. Полученная передаточная функция выглядит следующим образом:

$$W_{ДВ}(\rho) = \frac{K_{ДВ}}{T_{ДВ} \cdot \rho + 1} = \frac{3,14}{1,18 \cdot \rho + 1}$$

Как и электропривод, частотный преобразователь в упрощенном виде определяется апериодическим звеном первого порядка:

$$W_{ЧП}(\rho) = \frac{K_{ЧП}}{T_{ЧП} \cdot \rho + 1},$$

$$T_{ЧП} = \frac{T_{ДВ}}{3}, \quad K_{ЧП} = \frac{f_{\max}}{L_{\max}}.$$

В соответствии с данными таблицы 14, передаточная функция выглядит следующим образом:

$$W_{ЧП}(\rho) = \frac{2.5}{0.393 \cdot \rho + 1}$$

ПИД-регулятор описывается известной передаточной функцией:

$$W_{ПИД}(\rho) = K + \frac{1}{T_i \cdot \rho} + T_d \cdot \rho$$

Модель в Simulink приведена на рисунке 12:

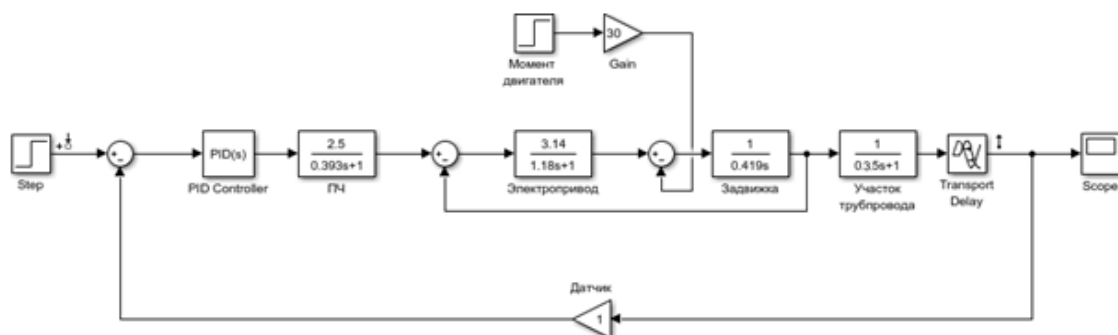


Рисунок 12 – Модель в Simulink

График переходного процесса САР мы можем наблюдать на рисунке 13:

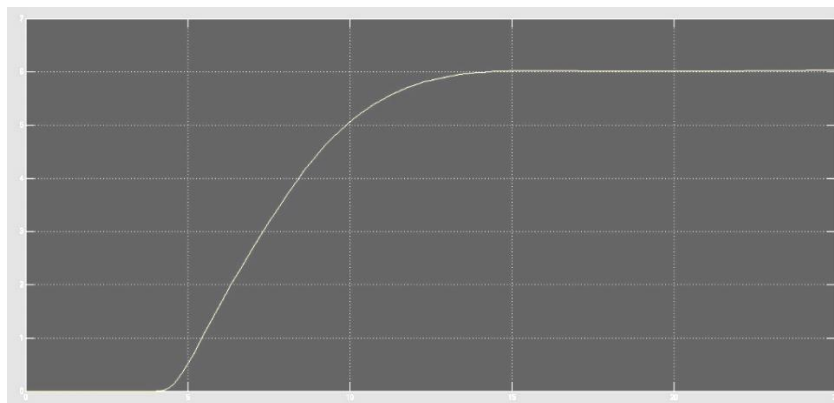


Рисунок 13 – График переходного процесса

Как видно процесс получился аperiodический, статическая ошибка стремится к нулю, а время переходного процесса приблизительно 12 сек.

## 2.12 Разработка программного обеспечения для ПЛК

Для программирования логического контроллера в системе автоматизированного управления ДНС, будем использовать программную среду Step7.

При программировании в Step7 имеется большой набор стандартных элементов, позволяющих реализовать практически любую логику действия, т.к. Step7 поддерживает стандарт IEC 61131-3 и описывает синтаксис и семантику пяти языков программирования ПЛК: **SFC** (Sequential Function Chart), **LD** (Ladder Diagram), **FBD** (Functional Block Diagram), **ST** (Structured Text), **IL** (Instruction List).

## 2.13 Разработка экранных форм

Интерфейс оператора содержит рабочее окно, состоящее из следующих областей:

- главное меню;
- область видеокadra;

- окно оперативных сообщений;
- строка состояния.

Рабочее окно интерфейса АРМ оператора показано на рисунке 21.



Рис. 21 Рабочее окно интерфейса оператора

## Главное меню

Вид главного меню представлен на рисунке 22.



Рис. 22 Главное меню АРМ оператора (начало)

В главном меню расположены индикаторы и кнопки, выполняющие различные функции:

- кнопка «F1» – вызов меню «Справка»;
- кнопка «Графики» – переход на форму с записанными ранее трендами;
- кнопка «Аварии» – вызов журнала аварийных ситуаций;
- кнопка «Назад» – переход к предыдущему элементу дерева экранных форм;

– кнопки «Вперед» – переход к следующему элементу дерева экранных форм;

### **Область видеокадра**

Видеокадры предназначены для контроля состояния технологического оборудования и управления этим оборудованием. В состав видеокадров входят:

- мнемосхемы, отображающие основную технологическую информацию;
- всплывающие окна управления и установки режимов объектов и параметров;
- табличные формы, предназначенные для отображения различной технологической информации, не входящей в состав мнемосхем, а также для реализации карт ручного ввода информации (уставок и др.).

В области видеокадра АРМ оператора доступны следующие мнемосхемы:

- буферная емкость (ФЮРА.425280.001.ЭС.10);

На мнемосхеме «Буферная емкость» отображается работа следующих объектов и параметров:

- измеряемые и сигнализируемые параметры БЕ;
- измеряемые параметры трубопроводов;
- состояние и режим работы задвижек V1-V3.

При помощи данной мнемосхемы может быть выполнен выбор режима работы и управление задвижками;

### **Мнемознаки**

Мнемознак аналогового параметра

На рисунке 23 представлен мнемознак аналогового параметра.

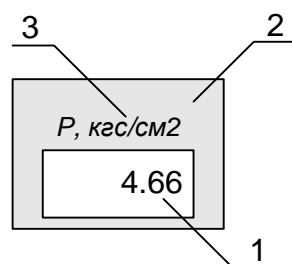


Рис. 23 Мнемознак аналогового параметра

В части 1 отображается значение аналогового параметра.

Приняты следующие цвета части 2 для отображения аналогового параметра:

- серый цвет – параметр достоверен и в норме;
- желтый цвет – параметр достоверен и достиг допустимого (максимального или минимального) значения;
- красный цвет – параметр достоверен и достиг предельного (максимального или минимального) значения;
- темно-серый цвет – параметр недостоверен;

Красный цвет части 2 устанавливается до тех пор, пока параметр не примет требуемое значение.

В части 3 отображается единица измерения аналогового параметра.

Мнемознак «Задвижка»

На рисунке 24 представлен мнемознак «Задвижка».

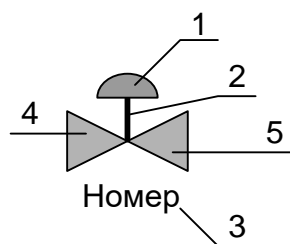


Рис. 24 Мнемознак «Задвижка»

Часть 1 отображает режимы управления задвижкой:

- серый цвет – управление отключено;
- красный цвет – авария по управлению (невозможность управления задвижкой).

При невыполнении команд управления «Открыть», «Заккрыть» и «Стоп» часть 2 окрашивается в красный цвет.

Часть 3 предназначена для отображения номера задвижки.

Части 4 и 5 предназначены для отображения состояния задвижки:

- обе части зеленого цвета – задвижка открыта;
- обе части желтого цвета – задвижка закрыта;
- периодическая смена зеленого и черного цвета (пульсирование) обоих элементов – открывается;
- периодическая смена желтого и черного цвета (пульсирование) обоих элементов – закрывается;
- обе части серого цвета – неопределенное состояние.
- обе части красного цвета – авария (срабатывание моментного выключателя).

Мнемознак «БЕ»

На рисунке 25 представлен мнемознак «РВС».

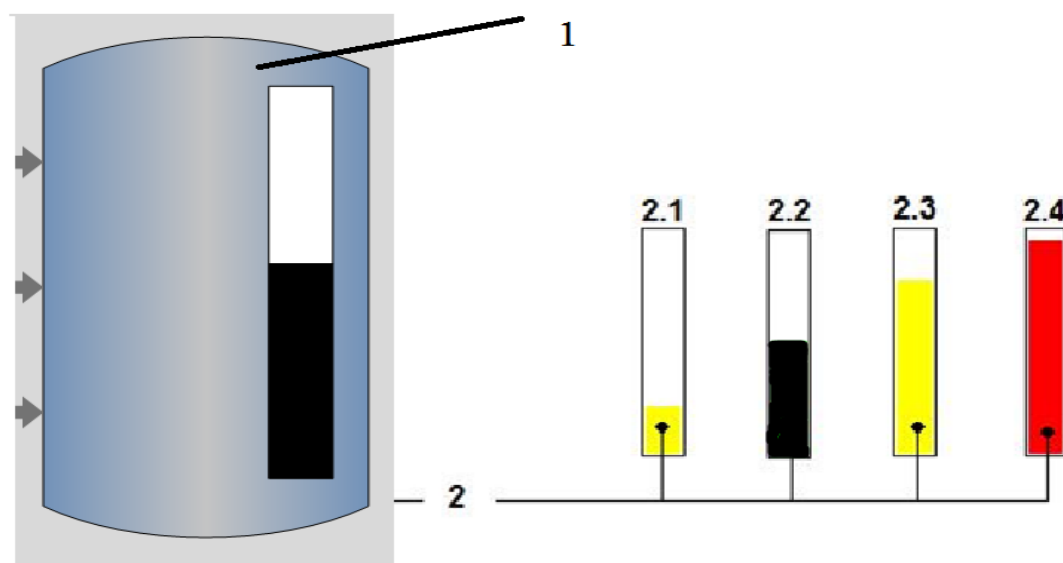


Рис. 25 Мнемознак «БЕ»

Часть 1 предназначена для отображения названия и номера резервуара.

Часть 2 – сигнализация предельных значений уровня содержимого резервуара. Часть 2 используется для отображения, как дискретных состояний, так и предельных значений аналогового параметра, и принимает следующий вид:

- состояние 2.1 (часть 2 – желтого цвета) – допустимый нижний уровень (значение дискретного параметра);

- состояние 2.2 (часть 2 – черного цвета) – норма;

- состояние 2.3 (часть 2 – желтого цвета) – допустимый верхний уровень (значение дискретного параметра);

- состояние 2.4 (часть 2 – красного цвета) – предельный верхний уровень (значение дискретного параметра).



### 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

#### 3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации в нефтегазовой отрасли, в частности нефтеперерабатывающие заводы, предприятия, имеющие ДНС для транспортировки нефти и газа. Научное исследование рассчитано на крупные предприятия, имеющие ДНС. Для данных предприятий разрабатывается автоматизированная система контроля и управления приемом, осушкой и транспортировкой нефти, а также автоматическая система регулирования определенными параметрами технологического процесса.

В таблице 3.1 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности. Буквами обозначены компании: «А» - ООО «Нефтеперерабатывающий завод «Северный Кузбасс», «Б» - ООО «Анжерская нефтегазовая компания», «В» - АО «НефтеХимСервис».

Таблица 3.1– Карта сегментирования рынка

		Направление деятельности			
		Проектирование встроительства	Выполнение проектов строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA всистем
Размер компании	Мелкая	А, Б, В	А,Б	Б, В	В
	Средняя	А, Б, В	А,Б	В	В
	Крупная	Б, В	А	В	В

Согласно карте сегментирования, можно выбрать следующие сегменты рынка: разработка АСУ ТП и внедрение SCADA-систем для средних и крупных компаний.

### 3.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты (таблица 3.2).

Для оценки эффективности научной разработки сравниваются проектируемая система АСУ ТП, существующая система управления ДНС, и проект АСУ ТП сторонней компанией.

Таблица 3.2 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонн	Проект АСУ ТП	Существующая система	Разработка АСУ ТП
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,06	5	1	4	0,25	0,05	0,2
Удобство эксплуатации	0,07	3	2	4	0,18	0,12	0,24
Помехоустойчивость	0,06	2	3	2	0,1	0,15	0,1
Энергоэкономичность	0,08	3	4	2	0,27	0,36	0,18
Надежность	0,12	5	2	5	0,55	0,22	0,55
Уровень шума	0,04	2	2	2	0,06	0,06	0,06
Безопасность	0,12	5	3	5	0,55	0,33	0,55
Потребность в ресурсах памяти	0,04	2	5	3	0,06	0,15	0,09
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,04	2	2	1	0,06	0,06	0,03
Простота эксплуатации	0,05	5	3	4	0,2	0,12	0,16
Качество интеллектуального интерфейса	0,06	4	0	4	0,2	0	0,2
Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,03	5	0	5	0,1	0	0,1
Экономические критерии оценки эффективности							

Конкурентоспособность продукта	0,04	2	1	3	0,06	0,03	0,09
Уровень проникновения на рынок	0,04	1	5	3	0,03	0,15	0,09
Цена	0,07	3	5	1	0,18	0,3	0,06
Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	4	3	5	0,28	0,21	0,35
Послепродажное обслуживание	0,06	5	3	3	0,25	0,15	0,15
Финансирование научной разработки	0,04	2	1	1	0,06	0,03	0,03
Срок выхода на рынок	0,05	2	4	5	0,08	0,16	0,2
Наличие сертификации разработки	0,03	1	3	5	0,02	0,06	0,1
Итого:	1	63	52	67	3,54	2,71	3,53

Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: цена разработки ниже, повышение надежности и а безопасности, простота эксплуатации.

### 3.1.3 Технология QuaD

Для упрощения процедуры проведения QuaD проведем в табличной форме (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Оценочная карта QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
Повышение производительности	0,03	80	100	0,8	3,2
Удобство эксплуатации	0,05	75	100	0,75	4,5
Помехоустойчивость	0,06	40	100	0,4	2
Энергоэкономичность	0,08	50	100	0,5	3,5
Надежность	0,2	90	100	0,9	9
Уровень шума	0,04	30	100	0,3	0,9

Безопасность	0,02	95	100	0,95	9,5
Потребность в ресурсах памяти	0,04	50	100	0,5	1,5
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,06	55	100	0,55	2,75
Простота эксплуатации в	0,07	55	100	0,75	3,3
Качество интеллектуального интерфейса	0,06	60	100	0,6	3
Ремонтопригодность	0,03	85	100	0,85	1,7
Экономические критерии оценки эффективности					
Конкурентоспособность продукта	0,06	70	100	0,7	3,5
Уровень проникновения на рынок	0,04	20	100	0,02	0,6
Цена	0,05	85	100	0,85	5,1
Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	80	100	0,8	4,8
Послепродажное обслуживание	0,06	75	100	0,75	3,75
Финансирование научной разработки	0,04	50	100	0,5	1,5
Срок выхода на рынок	0,05	30	100	0,3	1,2
Наличие сертификации разработки	0,03	10	100	0,1	0,2
Итого:	1				65,5

Средневзвешенное значение позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Средневзвешенное значение получилось равным 65,5, что говорит о том, что перспективность разработки выше среднего.

### 3.1.4 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Итоговая матрица SWOT-анализа представлена в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – SWOT анализ

		Сильные стороны					Слабые стороны				
		С1. Экономичность и энергоэффективность проекта	С2. Экологичность технологии	С3. Более низкая стоимость	С4. Наличие бюджетного финансирования	С5. Квалифицированный персонал	Сл1. Отсутствие прототипа проекта	Сл2. Отсутствие у потребителей	Сл3. Мало инжиниринговых компаний, способной	Сл4. Отсутствие необходимого оборудования	Сл5. Большой срок поставок используемого оборудования
Возможности	В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
	В2. Использование существующего программного обеспечения	+	0	-	0	+	-	-	-	-	-
	В3. Появление дополнительного спроса на новый продукт	+	+	0	0	-	-	-	-	-	-
	В4. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследований	0	-	+	0	-	-	-	-	-	-
	В5. Повышение стоимости конкурентных разработок	+	0	+	0	+	-	-	-	-	-
Угрозы	У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства	-	-	-	-	-	+	+	0	0	+
	У2. Развитая конкуренция технологий производства	-	-	-	-	-	-	-	+	+	0
	У3. Ограничения на экспорт технологии	-	-	-	-	-	-	-	+	-	0
	У4. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+
	У5. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со	-	-	-	-	-	+	-	-	0	+

	стороны государства										
--	---------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

## 3.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках научного исследования составим перечень этапов и работ, который представлен в таблице 3,5.

Таблица 3.5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер АСУ
	3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер АСУ
	4	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
Теоретическое и экспериментальное исследование	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер АСУ
	6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер АСУ
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер АСУ
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, инженер
Разработка технической документации и проектирование	10	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер КИП
	11	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер КИП
	12	Составление схемы информационных потоков	Инженер КИП
	13	Разработка схемы внешних проводок	Инженер КИП
	14	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер КИП

	15	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер КИП
	16	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер КИП
	17	Проектирование SCADA-системы	Инженер КИП
Оформление отчета	18	Составление пояснительной записки	Инженер

### 3.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ необходимо перевести из рабочих дней в календарные дни. Для этого необходимо рассчитать коэффициент календарности.

В таблице 3,6 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 3.6 – Временные показатели проведения работ

	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	t <sub>min</sub>	t <sub>max</sub>	t <sub>ож</sub>			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4	1	1,4	2
Подбор и изучение материалов по теме	3	5	3,8	1	3,8	6
Изучение существующих объектов проектирования	2	4	2,8	1	2,8	4
Календарное планирование работ	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Проведение теоретических расчетов и обоснований	1	3	1,8	1	1,8	3
Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	3	5	3,8	1	3,8	6
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Оценка эффективности полученных результатов	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Определение целесообразности проведения	0,5	1	0,7	2	0,35	1

ОКР						
Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	1	2	1,4	1	1,4	2
Составление перечня вход/выходных сигналов	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Составление схемы информационных потоков	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка схемы внешних проводок	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов сбора данных	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов автоматического регулирования	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка структурной схемы автоматического регулирования	2	5	3,2	1	3,2	5
Проектирование SCADA-системы	2	5	3,2	1	3,2	5

На основе таблицы 3.6 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. В таблице 3.7 приведен календарный план-график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 3.7 – План-график

№ работ	Вид работ	Исполнители	Продолжительность выполнения работ												
			Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь
			3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1		
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер													
3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер													
4	Календарное планирование работ	Руководитель													
		Инженер													





3051С"				
Преобразователь температуры "Метран-280"	шт.	1	27210,00	31291,50
Уровнемер "Rosemount-5300 "	шт.	7	55321,56	445338,56
Регулирующие клапаны КМР	шт.	6	15471,00	106749,90
Электропривод "ELESYB V-01-L-4,5-18000"	шт.	4	86320,15	414336,72
Электропривод "ELESYB-VH.10-00"	шт.	6	43221,00	311191,20
Итого:				2664566,76

### 3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК фирмы Genesis32. В таблице 3.9 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 3.9 – Расчет бюджета затрат на приобретения ПО

Наименование	Количество единиц	Цена единицы оборудования	Общая стоимость
Genesis32	1	114000	114000
итого:			114000

### 3.3.3 Основная заработная плата исполнителей

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Основная заработная плата

Исполнители	Тарифная заработная плата	Премия коэффициент	Коэффициент доплат	Районный коэффициент	Месячный должностной оклад	Среднедневная заработная плата	Продолжительность работ	Заработная плата основная
Руководитель	23264,86	0,3	0,2	1,3	45366,5	2278,50	4	9113,98
Инженер	7800	0,3	0,5	1,3	18252	916,69	39	35751,00
Итого:								44864,99

### 3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением

гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{допР}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 9113,98 = 1367,09$$

$$З_{\text{допИ}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 35751 = 5362,65$$

### 3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 3.11

Таблица 3.11 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Руководитель проекта	9113,98	1367,09
Инженер	35751	5362,65
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	27,1	27,1
Итого:	12158,41	1823,76

### 3.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 3.12

Таблица 3.12 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	2664566,76
2. Затраты на специальное оборудование	114000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей	44864,99
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей	6729,74
5. Отчисления во внебюджетные фонды	13982,17
6. Накладные расходы	45506,3
7. Бюджет затрат НТИ	2889649,96

#### **4. Социальная ответственность**

«Социальная ответственность» – это ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение, которое:

- содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;
- учитывает ожидания заинтересованных сторон;
- соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения.

Безопасность жизнедеятельности (БЖД) представляет собой область научных знаний, охватывающих теорию и практику защиты человека от опасных и вредных факторов в среде обитания, во всех сферах человеческой деятельности, в том числе и на производстве.

Безопасность труда – это такое состояние его условий, при котором исключено негативное воздействие на работающих в опасных и вредных производственных факторов. К вредным относятся такие факторы, которые становятся в определённых условиях причиной заболевания или снижения работоспособности. Опасными называются такие факторы, которые приводят в определённых условиях к травматическим повреждениям или внезапным и резким нарушениям здоровья.

В ВКР рассматривается проектирование автоматизированной системы управления дожимной насосной станции. Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры. Задачей оператора АСУ является контроль над параметрами технологического процесса, управление и принятие решений в случае возникновения нештатных ситуаций.

Так как большая часть работы ведется с использованием персонального компьютера в закрытом помещении, то наиболее значимыми факторами

являются микроклимат в помещениях, освещение, шум, электромагнитное излучение, рабочая поза. Также необходимо учесть факторы, влияющие на электробезопасность и пожарную безопасность, и рассмотреть вопросы ее организации на предприятии.

## 4.1 Профессиональная социальная безопасность

### 4.1.1 Анализ вредных и опасных факторов

Для выбора факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-14 «Опасные и вредные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Опасные и вредные фактора при работе оператора АСУ  
ТП

Источник фактора, наименование видов работы	Факторы (по ГОСТ 12.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Рабочим местом является помещение диспетчерской. В диспетчерской рабочей зоной является место за персональным компьютером. Технологический процесс представляет собой автоматическое управление и контроль основных параметров ДНС. Здание, в котором находится диспетчерская, расположено на территории ДНС.	1. Отклонения температуры и влажности воздуха от нормы. 2. Недостаточная освещенность. 3. Повышенный уровень шумов 4. Электромагнитные излучения	1. Электробезопасность 2. Пожаровзрывобезопасность	Микроклимат – СанПиН 2.2.4.548 – 96 [8] Освещение – СП 52.13330.2011 [10] Шумы – СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [11] Электромагнитное излучение - СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [12] Электробезопасность – ГОСТ 12.1.038-82 [14] Пожарная безопасность – СНиП 2.11.03-93 [16]

### 4.1.2 Анализ вредных факторов

#### 4.1.2.1 Отклонения показателей микроклимата

Микроклимат помещения – состояние внутренней среды помещения, оказывающее воздействие на человека, характеризуемое показателями

температуры воздуха и ограждающих конструкций, влажностью и подвижностью воздуха.

Микроклимат помещений зданий характеризуется состоянием внутренней среды помещения, которая должна удовлетворять физиологическим и психологическим потребностям человека и обеспечивать стандартные минимальные качества жизни. Санитарные правила и нормы предназначены для предотвращения неблагоприятного воздействия микроклимата рабочих мест производственных помещений на самочувствие, функциональное состояние, работоспособность и здоровье человека.

Высокая производительность и комфортность труда на рабочем месте оператора АСУ зависит от микроклимата в производственном помещении.

По степени физической тяжести работа оператора АСУ относится к категории лёгких работ. Основные нагрузки на организм – нервно-психологические, а также зрительные. Так как основным видом работы оператора АСУТП является работа с прикладным программным обеспечением и технической документацией, то потенциальными источниками опасных и вредных факторов являются персональные компьютеры и мониторы.

Поэтому в помещении должны быть обеспечены оптимальные параметры микроклимата, которые установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека.

Оптимальные параметры микроклимата — сочетание значений показателей микроклимата, которые при длительном и систематическом воздействии на человека обеспечивают нормальное тепловое состояние организма при минимальном напряжении механизмов терморегуляции и ощущение комфорта не менее чем у 80 % людей, находящихся в помещении.

Допустимые параметры микроклимата — сочетания значений показателей микроклимата, которые при длительном и систематическом воздействии на человека могут вызвать общее и локальное ощущение дискомфорта, ухудшение самочувствия и понижение работоспособности при усиленном

напряжении механизмов терморегуляции не вызывают повреждений или ухудшения состояния здоровья.

В соответствии с временем года и категорией тяжести работ определены оптимальные величины показателей микроклимата согласно требованиям [8] и приведены в таблице 4.2, а допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ	Температура воздуха, 0С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Категория а1а	23-25	40-60	0,1
Теплый	Категория а1а	20-22	40-60	0,1

Таблица 4.3 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ	Температура воздуха		Относительная влажность воздуха	Скорость движения воздуха	
		Ниже оптимальных не более	Выше оптимальных не более		Ниже оптимальных не более	Выше оптимальных не более
Холодный	Категория 1а	20,0-21,9	24,1-25,0	15-75	0,1	0,1
Теплый	Категория 1а	21,0-22,9	25,1-28,0	15-75	0,1	0,2

В зимний период времени (при работающей системе отопления) параметры температурно-влажностного состояния помещения определяются тепловой мощностью системы отопления и теплозащитными качествами наружной стены с одним или несколькими окнами.

В летний период (при выключенной системе отопления) в помещении с не кондиционируемым микроклиматом формируется температурно-

влажностный режим, близкий по параметрам к наружной среде, а его параметры определяются теплозащитными качествами наружных ограждающих конструкций и естественным воздухообменом в помещении.

В соответствии с характеристикой помещения определен расход свежего воздуха согласно [8] и приведен в таблице 4.5

Таблица 4.5 – Расход свежего воздуха

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м <sup>3</sup> /на одного человека в час
Объем до 20м <sup>3</sup> на человека	Не менее 30
20...40м <sup>3</sup> на человека	Не менее 20
Более 40м <sup>3</sup> на человека	Естественная вентиляция

#### **4.1.2.2 Недостаточная освещённость рабочей зоны**

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию, сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги. Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности. К таким же последствиям приводит длительное пребывание в световой среде с ограниченным спектральным составом света и монотонным режимом освещения.

Излишне яркий свет слепит, снижает зрительные функции, приводит к перевозбуждению нервной системы, уменьшает работоспособность, нарушает механизм сумеречного зрения. Воздействие чрезмерной яркости может вызывать фотоожоги глаз и кожи, кератиты, катаракты и другие нарушения.

Для обеспечения рационального освещения (отвечающего техническим и санитарно-гигиеническим нормам) необходимо правильно подобрать



светильник в сочетании с естественным светом. Поддерживать чистоту оконных стекол и поверхностей светильников.

Рабочая зона или рабочее место оператора АСУ освещается таким образом, чтобы можно было отчетливо видеть процесс работы, не напрягая зрения, а также исключается прямое попадание лучей источника света в глаза.

Кроме того, уровень необходимого освещения определяется степенью точности зрительных работ. Наименьший размер объекта различения составляет 0.5 - 1 мм. В помещении присутствует естественное освещение. По нормам освещенности [9] и отраслевым нормам, работа за ПК относится к зрительным работам высокой точности для любого типа помещений.

Нормирование освещённости для работы за ПК приведен в таблице 4.4.

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Относительная продолжительность зрительной работы при направлении зрения на рабочую поверхность, %	Искусственное освещение				Естественное освещение	
					Освещённость на рабочей поверхности от системы общего освещения, лк	Цилиндрическая освещённость, лк	Объединённый показатель UGR, не более	Коэффициент пульсации освещённости Кп, %, не более	КЕО еН, %, при	
									верхнем или комбинированном	боковом
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	Б	1	Не менее 70	300	100*	21 18**	15	3,0	1,0
			2	Менее 70	200	75*	24 18**	20 15***	2,5	0,7

Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных ПК, представлены в таблице 4.5. [10]

Освещенность на рабочем столе	300–500 лк
Освещенность на экране ПК	не выше 300 лк
Блики на экране	не выше 40 кд/м2

Прямая блескость источника света	200 кд/м <sup>2</sup>
Показатель ослеплённости	не более 20
Показатель дискомфорта	не более 15
Отношение яркости:	
– между рабочими поверхностями	3:1–5:1
– между поверхностями стен оборудования	10:1
Коэффициент пульсации:	Не более 5%

#### 4.1.2.3 Повышенный уровень шума

В настоящее время защита человека от шума стала одной из актуальных проблем. Это является следствием возрастания интенсивности шума в результате внедрения в промышленность новых технологических процессов, роста мощности оборудования и машин.

Шум на производстве наносит большой экономический и социальный ущерб. При определенных условиях неблагоприятно воздействуя на организм человека, он вызывает раздражающее действие, ускоряет процесс утомления, ослабляет внимание и психические реакции, это приводит к снижению производительности труда и увеличению случаев производственного травматизма (не слышно сигналов транспорта, автопогрузчиков и других машин). Шум снижает производительность труда на промышленных предприятиях на 30%, повышает опасность травматизма, приводит к развитию заболеваний. В структуре профессиональных заболеваний Российской Федерации примерно 17% приходится на заболевания органа слуха.

Производственный шум представляет собой профессиональную вредность, если его интенсивность превышает определенный уровень. При выполнении работ с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами, рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону предельно допустимое звуковое давление равно 75 дБА[11].

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в Дб в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31.5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 Гц. Допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 4.6.

Таблица 4.6 – Допустимые уровни звукового давления

	Уровень звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					Уровень звука, дБА
	63	125	250	500	1000	
Помещения и рабочие места	63	12	26	10	4000	
Помещения управления, рабочие комнаты	79	70	68	55	50	60

К средствам коллективной защиты относятся:

- Уменьшение шума в источнике его возникновения. Это достигается за счет применения рациональных конструкций, новых материалов и гигиенически благоприятных технологических процессов.
- Изменение направленности излучения шума.
- Рациональная планировка предприятий и цехов.
- Акустическая обработка помещений.
- Уменьшение шума на пути его распространения от источника к рабочему месту (использование защитных экранов, глушителей шума).

#### 4.1.2.4 Электромагнитное излучение

- Электромагнитным излучением называется излучение, прямо или косвенно вызывающее ионизацию среды. Контакт с электромагнитными излучениями представляет серьезную опасность для человека.

– Электромагнитное излучение принципиально отличается от остальных вредных факторов тем, что распространяется во всех направлениях и оказывает воздействие не только на пользователя, но и на окружающих.

– Спектр излучения компьютерного монитора включает в себя рентгеновскую, ультрафиолетовую и инфракрасную области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. В ряде экспериментов было обнаружено, что электромагнитные поля с частотой 60 Гц (возникающие вокруг линий электропередач, видеодисплеев и даже внутренней электропроводки) могут инициировать биологические сдвиги (вплоть до нарушения синтеза ДНК) в клетках животных.

– Следует отметить, что не только монитор, но и системный блок, и принтер – генерируют электромагнитное излучение в очень широком диапазоне частот. Но именно излучение монитора является более мощным.

Для того чтобы избежать негативного воздействия от электромагнитного излучения необходимо следовать основным нормам, описанным в СанПиН 2.2.2/2.4.1340-12 [12]. Требования к уровням электромагнитных полей на рабочих местах, оборудованных ПВМ представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного поля	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	В диапазоне частот 2 Гц – 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

Для снижения воздействия электромагнитного излучения применяют следующие меры:

- расстояние от монитора до работника должно составлять не менее 50 см;
- применение экранных защитных фильтров, а также средств индивидуальной защиты [12].

## Заключение

В результате выполненной работы была разработана система автоматизированного управления дожимной насосной станцией. В ходе дипломного проекта был изучен технологический процесс перекачки нефти на ДНС. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации ДНС, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Системы автоматизации ДНС, диспетчерского контроля и управления были спроектированы на базе полевых устройств фирмы Rosemount и Метран, промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-300 и программного SCADA-пакета Genesis32. В данном дипломном проекте была разработана схема внешних проводок, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора и, в случае возникновения неисправностей, легко их устранить. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны алгоритмы пуска/останова технологического оборудования и управления сбором данных. Для разработанных алгоритмов было разработано программное обеспечение для ПЛК с помощью программной среды Siemens Step7. Для поддержания давления нефти в трубопроводе на выходе подпорной насосной станции был выбран способ регулирования давления и разработан алгоритм автоматического регулирования давления (разработан ПИД-регулятор). Были разработаны мнемосхемы ДНС и объектов ДНС.

Таким образом, спроектированная САУ ДНС не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями. Кроме того, SCADA-пакет, который используется на всех уровнях автоматизации ДНС, позволяет заказчику сократить затраты на обучение персонала и эксплуатацию систем.

## Список используемых источников

1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
3. ГОСТ 21.408-93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.
4. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.
5. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
6. РМГ 62-2003. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации ВНИИМС Госстандарта России. М., 2003. – 17 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. – 311с.
8. <http://klapan.ru>
9. <http://wikipedia.org>
10. <http://www.metrans.ru>
11. [http://klapan8.ru/klapany\\_reguliruyuschie\\_](http://klapan8.ru/klapany_reguliruyuschie_)
12. <http://siemens.el-complex.com/index.php>
13. [http://www.rlda.ru/NPS\\_Automation.htm](http://www.rlda.ru/NPS_Automation.htm)
14. <http://www.vniir.ru/engineering/03/>
15. <http://www.docload.ru/Basesdoc/9/9922/index.htm>

16. <http://www.konarspb.ru/pipeline>



## Приложение А. Опросные листы

Общая информация				
<b>Предприятие *:</b>		Дата заполнения:		
<b>Контактное лицо *:</b>		<b>Тел. / факс *:</b>		
<b>Адрес *:</b>		E-mail:		
Опросный лист №				
Параметр	1	2		
<b>Количество *</b>	2			
<b>Позиция по проекту (тэг)</b>				
<b>Измеряемый параметр *</b>	Избыточное давление <input checked="" type="checkbox"/> Абсолютное давление <input type="checkbox"/> Перепад давления <input type="checkbox"/> Разрежение <input type="checkbox"/> Гидростатическое давл. <input type="checkbox"/>	Избыточное давление <input type="checkbox"/> Абсолютное давление <input type="checkbox"/> Перепад давления <input type="checkbox"/> Разрежение <input type="checkbox"/> Гидростатическое давл.: <input type="checkbox"/>		
<b>Измеряемая среда</b>				
<b>Диапазон измерения*</b> (шкала прибора)	от 10 кПа до 10 МПа		от ____ до ____	
<b>Требуемая основная приведенная погрешность измерения</b>				
<b>Температура окружающей среды</b>	от 20 до 40 ° C		от ____ до ____ ° C	
<b>Температура измеряемой среды</b>	от 30 до 50 ° C		от ____ до ____ ° C	
<b>Статическое давление</b> (для датчиков перепада и гидростатического давления)	от ____ до ____ МПа		от ____ до ____ МПа	
Монтаж датчика				
<b>Способ монтажа датчика</b>	<b>На отборе</b> Резьба: тип ____ наруж <input checked="" type="checkbox"/> внутр <input type="checkbox"/>		<b>На отборе</b> Резьба: тип ____ наруж <input type="checkbox"/> внутр <input type="checkbox"/>	
	<b>На кронштейне</b> Трубный монтаж: <input checked="" type="checkbox"/> На плоскую поверхность: <input type="checkbox"/>		<b>На кронштейне</b> Трубный монтаж: <input type="checkbox"/> На плоскую поверхность: <input type="checkbox"/>	
	<b>На фланце</b> Тип фланца: ____ Ду (DN): 150 / Ру (PN): ____		<b>На фланце</b> Тип фланца: ____ Ду (DN): ____ / Ру (PN): ____	
<b>Способ монтажа выносной мембраны (если требуется):</b> фланцевый, резьбовой и т.д, укажите размеры				
<b>Длина капилляров выносной мембраны (если требуется)</b>				
Требования к исполнению датчика				
<b>Исполнение по взрывозащите</b>	<input type="checkbox"/> общепромышленное <input checked="" type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка (Exd) <input type="checkbox"/> искробезопасная цепь (Exia)		<input type="checkbox"/> общепромышленное <input type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка (Exd) <input type="checkbox"/> искробезопасная цепь (Exia)	
Дополнительное оборудование, аксессуары				
<b>ЖК-индикатор</b>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
<b>ЖК-индикатор с кнопками для конфигурирования</b>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
<b>Вентильный блок</b> (кол-во вентилей = ____)	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
Примечания: (конкретный тип датчика; защита от переходных процессов;				

## Опросный лист для подбора датчиков и преобразователей температуры

Предприятие-заказчик:			
Контактное лицо (Ф.И.О., Должность)			
Тел./Факс:		E-mail:	
Позиционное обозначение и кол-во приборов:			
Задача	<input checked="" type="checkbox"/> Непрерывное измерение <input type="checkbox"/> Сигнализация		
Название, состав рабочей среды (для растворов укажите концентрацию)			
Агрегатное состояние	<input type="checkbox"/> Жидкость <input checked="" type="checkbox"/> Газ		
Характеристика рабочей среды	<input type="checkbox"/> Коррозионная <input type="checkbox"/> Абразивная		
Диапазон температур окружающей среды, °C	от	до	
	30	50	
Шкала преобразователя, °C	от	до	
	0	100	
Диапазон температур рабочей среды, °C	мин.	ном.	макс.
	20	60	80
Давление рабочей среды (укажите единицы)	мин.	ном.	макс.
	1	3	4 МПа
Способ монтажа	<input type="checkbox"/> на трубопроводе <input checked="" type="checkbox"/> на резервуаре		
	<input type="checkbox"/> другое (укажите)		
Скорость потока, м/с (для трубопроводов)			
Тип взрывозащиты	<input type="checkbox"/> Нет <input checked="" type="checkbox"/> Ex ia <input type="checkbox"/> Ex d		
Количество чувствительных элементов	<input checked="" type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2		
Тип чувствительного элемента	<input checked="" type="checkbox"/> термометр сопротивления Pt100 <input type="checkbox"/> термопара, тип K (XA) <input type="checkbox"/> другой тип (указать)		
Схема подключения (для Pt100 без преобразов.)	<input type="checkbox"/> 3х-проводная <input type="checkbox"/> 4х-проводная		
Класс допуска (для Pt100)	<input checked="" type="checkbox"/> B <input type="checkbox"/> A <input type="checkbox"/> 1/3B		
Тип спая термопары	<input type="checkbox"/> изолированный <input type="checkbox"/> заземленный		
Термогильза	<input type="checkbox"/> требуется <input type="checkbox"/> не требуется		
Исполнение термогильзы	<input checked="" type="checkbox"/> трубная <input type="checkbox"/> цельноточеная		
Материал термогильзы	<input checked="" type="checkbox"/> нержавеющая сталь <input type="checkbox"/> другой (указать)		
Погружная длина, мм			
Присоединение к процессу	<input type="checkbox"/> Резьбовое <input type="checkbox"/> M20x1.5 <input type="checkbox"/> MNPT1/2" <input type="checkbox"/> G1/2" <input type="checkbox"/> Другое		
	<input checked="" type="checkbox"/> Фланцевое         DN         PN         тип фланца		
	<input type="checkbox"/> Другое (укажите)		
Длина шейки удлинителя	<input type="checkbox"/> без шейки <input type="checkbox"/> 80мм <input type="checkbox"/> 145мм		
	<input type="checkbox"/> Другое		

Материал корпуса	<input type="checkbox"/> алюминий	<input checked="" type="checkbox"/> нерж. сталь	<input type="checkbox"/> полиамид
Кабельный ввод	<input type="checkbox"/> требуется	<input type="checkbox"/> не требуется	
Тип кабельного ввода	<input type="checkbox"/> пластик	<input type="checkbox"/> под металлорукав	
	<input type="checkbox"/> под бронированный кабель		
Резьба кабельного ввода	<input type="checkbox"/> M20x1.5	<input type="checkbox"/> G 1/2"	<input type="checkbox"/> 1/2" NPT
Тип выходного сигнала	<input checked="" type="checkbox"/> 4...20 мА	<input checked="" type="checkbox"/> HART	<input type="checkbox"/> Релейный
	<input type="checkbox"/> Profibus PA	<input type="checkbox"/> Foundation Fieldbus	
Нормирующий преобразователь	<input type="checkbox"/> встроенный в корпус	<input type="checkbox"/> на DIN-рейку	
	<input type="checkbox"/> в отдельном корпусе	<input type="checkbox"/> отсутствует (клеммный блок)	
Вспомогательные принадлежности	<input type="checkbox"/> выносной дисплей	<input type="checkbox"/> термочехол	
	<input type="checkbox"/> местная индикация	<input type="checkbox"/> источник питания	
	<input type="checkbox"/> HART-модем (USB)		

Предприятие заказчик\*

Контактное лицо\*

(Ф.И.О. Должность)

Телефон\*/Факс

E-mail\*:

Позиционное обозначение и количество приборов

Параметры измеряемой среды:

Название, состав рабочей среды (концентрация)\*

Фазовое состояние среды\*

☐

Жидкость

содержит до

% газа

Газ

☒

Характеристики рабочей среды

☒

Коррозионная

С высокой адгезией

☐

Абразивная, содержит до

% твердых частиц

Диапазон значений рабочего расхода\*

Мин.

Ном

Макс

В единицах расхода\*

☒

м3/час

кг/час

нм3/час

Др., укажите

Давление измеряемой среды\*

Мин

Ном

Макс

Ед изм

Температура измеряемой среды\*

Мин

Ном

Макс

Температура окружающей среды

Мин

Ном

Макс

Допустимые потери давления на приборе  Единицы измерения

Необходимая погрешность измерения  0,1 % от измеренного значения

#### Информация о применении:

**Диаметр трубопровода\*** Внутренний диаметр  мм Стенка  мм  
**Материал трубопровода\***

Прямые участки До расходомера, м  после, м   
Возможность сужения трубопровода  Нет  Да Возможно сужение, до  мм  
Наличие мощных источников ЭМ поля  Нет ☒ Да

#### Исполнение прибора:

Исполнение прибора ☐ Компактное ☐ Раздельное Длина кабеля  м  
**Взрывобезопасное исполнение\*** ☐ Нет ☒ Да Зона   
Тип и количество выходных сигналов  
Modbus RS-485 ☒  
4-20 мА ☒  
Частотно - импульсный ☐  
Ethernet ☒  
Количество   
Количество   
Дополнительные функции  Архивы, дозирование, коррекция газа по температуре и давлению

#### Дополнительное оборудование:

Источник питания ☐ Да (~220/=24В)

Присоединительная арматура (фланцы, имитатор, КМЧ):

Дополнительные требования

Дата заполнения

Позиционное обозначение и кол-во приборов:

Измеряемый продукт ☒ Жидкий ☐ Сыпучий ☐ Пульпа

Задача ☐ Сигнализация уровня ☐ Непрерывное измерение уровня

Тип резервуара

Рабочая емкость, необходимо указать Диаметры или размеры

Минимальный измеряемый уровень /  
Уровень сигнализации от сухого хода

50

мм от дна емкости / байпаса

Максимальный измеряемый уровень /  
Уровень сигнализации от переполнения

1 800

мм от дна емкости / байпаса

Длина зонда, мм (для контактных СИ)

2 000

мм

Требуемая погрешность измерения

0,1

% от диапазона измерения

Дополнительное  
оборудование в емкости

Позиция монтажа прибора

Сверху

Полная высота емкости включая монтажный патрубок

2 200

мм

Высота монтажного патрубка

мм

Диаметр монтажного патрубка

мм

Название, состав измеряемого продукта

Агрессивность рабочей среды ☒ Да ☐ Нет

Рабочее давление газовой подушки в емкости, бар

мин.

норм.

макс.

Рабочая температура в месте крепления прибора, °C

мин.

норм.

макс.

Температура окружающей среды, °C

мин.

норм.

макс.

Рабочая плотность среды, кг/м<sup>3</sup>

мин.

макс.

Диапазон размеров частиц сыпучего продукта

мм

Наличие вибрации ☐ Есть ☒ Нет

Материал емкости или байпаса

Характеристика рабочей среды

☒ Коррозивная ☐ Имеет тенденцию к налипанию

☐ Имеет тенденцию к пыле- или туманообразованию

☐ Имеется легкая пена ☒ Имеется плотная пена

## Приложение Б. Закладные для датчиков

